

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського»

**Ю.А. Веремійчук, В.П. Опришко,
І.В. Притискач, О.С. Ярмолюк**

**ОПТИМІЗАЦІЯ ФУНКЦІОНУВАННЯ
ІНТЕГРОВАНИХ СИСТЕМ
ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПОЖИВАЧІВ**

Монографія

Рекомендовано Вченої радою КПІ ім. Ігоря Сікорського

Київ
Видавничий дім «КИЙ»
2020

УДК 621.311.1:620.92
ББК 65.9(4Укр)305.7

Рецензенти:

Б.І. Басок – доктор технічних наук, завідувач відділу теплофізичних основ енергоощадних технологій Інституту технічної теплофізики НАН України;
В.В. Кучанський – кандидат технічних наук, старший науковий співробітник відділу оптимізації систем електропостачання № 14 Інституту електродинаміки НАН України

*Рекомендовано до видання
Вченою радою КПІ ім. Ігоря Сікорського як монографія
(протокол № 5 від 06.07.2020 року)*

Веремійчук Ю.А., Опришко В.П., Притискач І.В., Ярмолук О.С. Оптимізація функціонування інтегрованих систем енергозабезпечення споживачів. Київ, Видавничий дім «Кий», 2020. 186 с.

ISBN 987-617-7177-12-7

Виконано комплексне вивчення та наукове рішення можливостей використання концепції енергетичних хабів, як об'єднання інтегрованих енергопостачальних систем в умовах України з метою обґрунтування технічних рішень для розробки та створення моделей керування режимами їх роботи, що сприяє забезпеченню оптимального потокорозподілу між джерелами енергії та споживачами і підвищення ефективності енерговикористання.

Описано методи та моделі інтегрованих енергопостачальних систем щодо комплексного енергозабезпечення споживачів, у вигляді енергетичного хабу. Для представлених систем енергозабезпечення створено методологію оптимізації режимів їх роботи, враховуючи екологічні й економічні фактори на підставі мультикритеріального підходу. Розроблені моделі мультикритеріального планування й оптимізації режимів функціонування інтегрованих енергопостачальних систем, які дають змогу підвищити ефективність функціонування енергетичних вузлів із джерелами розосередженої генерації.

Проведено моделювання роботи енергетичного хабу, зі суб'єктами енергозабезпечення з використанням інструментів управління попитом (*Demand Side Management*). У результаті розроблено механізми формування, розрахунку ціни на електричну енергію для суб'єктів господарювання, які проводять господарську діяльність із виробництва електричної та теплової енергії.

Монографія призначена для наукових, педагогічних та інженерно-технічних працівників навчальних закладів; спеціалістів, що розробляють і впроваджуються системи енергозабезпечення; для аспірантів і магістрантів університетів відповідних спеціальностей.

**УДК 621.311.1:620.92
ББК 65.9(4Укр)305.7**

ISBN 987-617-7177-12-7

© Ю. Веремійчук, В. Опришко, І. Притискач, О. Ярмолук,
КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2020

ПЕРЕДМОВА

Монографія відповідає науковим напрямам: розвитку науки і техніки до 2020 року «Енергетика та енергоефективність»; кафедри електропостачання КПІ ім. Ігоря Сікорського «Управління ефективністю енерговикористання» та розроблена у рамках науково-дослідної роботи для молодих науковців «Дослідження оптимального функціонування інтегрованих систем енергозабезпечення споживачів із застосуванням комплексного акумулювання електричної та теплової енергій» (№ держреєстрації 0117U003825).

Об'єкт дослідження – системи енергозабезпечення споживачів із використанням джерел розосередженої генерації та комплексного акумулювання енергії.

Предмет дослідження – процеси оптимального функціонування інтегрованих систем енергозабезпечення споживачів із застосуванням акумуляторів електричної та теплової енергій.

Мета роботи – розроблення методів оптимального функціонування інтегрованих систем енергозабезпечення споживачів із акумулюванням енергії для зменшення витрат на енергоресурси та підвищення рівня використання альтернативних і відновлюваних джерел енергії.

Монографія складається з шести розділів. У першому розділі, підготовленому Веремійчуком Ю.А, Ярмолук О.С. і Притискачем І.В., виконано комплексне вивчення та наукове обґрунтування можливостей використання концепції *energy hub*, як об'єднання інтегрованої енергопостачальної системи в умовах України з метою обґрунтування технічних рішень для розробки та створення моделей керування режимами їх роботи, що сприяє забезпеченню оптимального потокорозподілу між джерелами енергії та споживачами й підвищення ефективності енерговикористання. Проведено аналіз об'єктів накопичення та зберігання енергії, розглянуто основні характеристики накопичувачів різних типів: хімічні, електромагнітні, теплові, механічні,

гідроакумуляуючі. Проведено порівняння різних методів, із метою забезпечення базових уявлень про відмінності кожної технології, про які описано в другому розділі – автори Веремійчук Ю.А., Ярмолюк О.С. У третьому розділі, авторами якого є Притискач І.В. та Опришко В.П., розроблено математичну модель функціонування *energy hub* і вирішено ряд оптимізаційних задач із застосуванням мультикритеріального підходу. Для представлених моделей систем енергозабезпечення створено методологію оптимального режиму роботи, враховуючи економічний, екологічний і мультикритеріальний підходи. У четвертому розділі автори Веремійчук Ю.А. та Ярмолюк О.С. провели аналіз програмного забезпечення та затребуваних інструментів для моделювання сонячних електростанцій серед інженерів і менеджерів, які займаються реалізацією промислових сонячних електростанцій. Наведено результати моделювання у *PVSyst* промислової сонячної електростанції та проведено детальну оцінку доцільності впровадження *Energy Storage*. У п'ятому розділі, підготовленому Веремійчуком Ю.А., Ярмолюк О.С., Притискачем І.В. та Опришко В.П., запропоновано проєкт і схемні рішення сонячної електростанції, враховуючи інженерні характеристики навчального корпусу № 22 Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» (КПІ ім. Ігоря Сікорського) та кліматичні умови в м. Києві. Дахова сонячна електростанція забезпечує навчальний корпус Інституту енергозбереження та енергоменеджменту «зеленою» енергією. У шостому розділі автори Веремійчук Ю.А. й Опришко В.П. виконали дослідження існуючого об'єкту теплогенерації та визначили його потенціал, щодо підвищення ефективності енергозабезпечення шляхом будівництва додаткових відновлюваних джерел енергії.

Автори вдячні рецензентам за цінні зауваження та поради: Борису Івановичу Баску – доктору технічних наук, завідувачу відділу теплофізичних основ енергоощадних технологій Інституту технічної теплофізики НАН України; Владиславу Володимировичу Кучанському – кандидату технічних наук, старшому науковому співробітнику відділу оптимізації систем

електропостачання № 14 Інституту електродинаміки НАН України. А також автори висловлюють подяку доктору технічних наук, завідувачу кафедри електропостачання КПІ ім. Ігоря Сікорського Володимиру Андрійовичу Попову за слухні зауваження, настанови та поради при написанні монографії.

Монографія призначена для наукових, педагогічних та інженерно-технічних працівників навчальних закладів; спеціалістів, що розробляють і впроваджують системи енергозабезпечення; для аспірантів і магістрантів університетів відповідних спеціальностей.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ.....	9
ВСТУП.....	10
1 АНАЛІЗ ПИТАНЬ ОПТИМІЗАЦІЇ ФУНКЦІОНУВАННЯ ІНТЕГРОВАНИХ ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНИХ СИСТЕМ	13
1.1 Основні положення концепції застосування інтегрованих енергопостачальних систем.....	13
1.2 Поняття енергетичного хабу та його складові елементи	16
1.3 Енергетичні хаби як елементи реалізації концепції розосередженої генерації.....	27
Висновки до розділу 1	33
2 ОСОБЛИВОСТІ ВИКОРИСТАННЯ РІЗНИХ ТИПІВ НАКОПИЧУВАЧІВ ЕНЕРГІЇ, ЯК СКЛАДОВИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ХАБІВ	35
2.1 Аналіз різних типів накопичувачів енергії.....	36
2.2 Аналіз теплових акумуляторів, їх особливості та принцип дії	41
2.3 Оптимальна ємність накопичувача для інтегрованих систем електрозабезпечення	43
Висновки до розділу 2	51
3 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ІНТЕГРОВАНОЇ СИСТЕМИ КОМПЛЕКСНОГО ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ	52
3.1 Формування цільових функцій й обмежень задачі.....	52
3.2 Оптимізація енергозабезпечення комплексу багатоповерхових житлових будинків	54
3.3 Оптимізація енергозабезпечення аграрного підприємства з використанням наявних джерел надходження біомаси	62
3.4 Реалізація моделі комплексного енергозабезпечення в умовах застосування програми керування попитом	74

3.5 Реалізація моделі комплексного енергозабезпечення в урахуванням економічних та екологічних критеріїв	83
Висновки до розділу 3	101
4 МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ ГЕНЕРАЦІЇ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ В СТРУКТУРІ ІНТЕГРОВАНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ..	103
4.1 Вибір програмного забезпечення для моделювання роботи сонячної електростанції	103
4.1.1 Програмний інструмент PVWatts	103
4.1.2 Програмний інструмент System Advisor Model	104
4.1.3 Програмний інструмент Helioscope	105
4.1.4 Програмний інструмент HOMER Pro	106
4.1.5 Програмний інструмент Polysun	107
4.1.6 Програмний інструмент PV * SOL.....	109
4.1.7 Програмний інструмент PVsyst	110
4.2 Моделювання систем накопичення в структурі сонячних електростанцій	113
4.3 Оптимальна робота інтегрованих систем електрозабезпечення при використанні акумуляторних батарей.....	131
Висновки по розділу 4	138
5 ПРОЄКТУВАННЯ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ РОБОТИ ІНТЕГРОВАНОЇ СИСТЕМИ ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ 22-го КОРПУСУ КПІ ім. ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО.....	140
5.1 Проєктні рішення інтегрованої системи енергозабезпечення 22-го корпусу КПІ ім. Ігоря Сікорського.....	140
5.2 Технічні характеристики встановленої сонячної електростанції. 148	
5.3 Режим роботи сонячної електростанції	150
Висновки до розділу 5	156
6 АНАЛІЗ СЦЕНАРІЇВ ПІДВИЩЕННЯ РІВНЯ ЕФЕКТИВНОСТІ АВТОНОМНОГО ОБ'ЄКТУ.....	157
6.1 Основні завдання та початкові характеристики об'єкту дослідження	157

6.2 Проектування роботи дахової сонячної електростанції.....	160
6.3 Динамічне моделювання будівлі з використанням акумуляторів теплової енергії.....	163
Висновки до розділу 6	171
ВИСНОВКИ.....	173
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	175

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

DER – Distributed Energy Resource;

DSM – Demand Side Management;

EH – Energy hub;

MES – Multi-energy systems;

PV – Photovoltaic;

SAM – System Advisor Model;

АБ – акумуляторна батарея;

АТЕ – акумулятор теплової енергії;

ВДЕ – відновлювані джерела енергії;

ГАЕС – гідроакумулююча електростанція;

ІПС – інтегрована енергопостачальна система;

КГУ – когенераційна установка;

ККД – коефіцієнт корисної дії;

КПІ ім. Ігоря Сікорського – Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»;

ОЕС – об'єднана енергетична система;

НВДЕ – нетрадиційні та відновлювані джерела енергії;

НЕ – накопичувач енергії;

ОСР – оператор системи розподілу;

ПЕ – паливний елемент;

ПЕР – паливно-енергетичні ресурси;

РГ – розосереджена генерація;

СЕС – сонячна електрична станція;

ТЕЦ – тепла електростанція;

ФЕМ – фотоелектричний модуль;

ФЕС – фотоелектрична станція;

ЦФ – цільова функція.

ВСТУП

На сьогодні актуальним є ефективне споживання паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) за рахунок використання нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії (НВДЕ) та збереження отриманої енергії, що сприяє розв'язанню не лише проблеми енергопостачання, але й екологічних, економічних і соціальних проблем. Для вирішення даної енергетичної проблеми слід модернізувати підходи щодо функціонування системи енергозабезпечення, які експлуатують споживачі. У першу чергу системи тепло- й електропостачання на основі комплексного поєднання місцевих і залучених, відновлюваних і невідновлюваних енергетичних ресурсів.

Сучасні вимоги до систем енергозабезпечення передбачають перш за все досягнення заданої надійності й економічності їх функціонування. Тому існує необхідність оцінювання відповідності показників процесу енергозабезпечення в умовах реформування енергетичної галузі. Дослідження впливу суб'єктів енергетики, активності споживачів і врахування процесів акумулювання енергії та функціонування систем енергопостачання дасть можливість вирішити ряд завдань з управління енергоспоживанням.

Отже, постає наукова задача пошуку шляхів підвищення ефективності функціонування системи енергозабезпечення споживачів із наявними джерелами розосередженої генерації (РГ), перш за все, з точки зору зниження витрат на енергоресурси та максимального використання потенціалу впровадження ВДЕ з акумулюванням енергії.

У результаті роботи виконано комплексне вивчення та наукове обґрунтування можливостей використання концепції «енергетичних хабів» (англ. «*energy hub*») (EH), як об'єднання інтегрованих систем енергозабезпечення в умовах України, з метою отримання технічних рішень для розробки та створення моделей оптимального керування режимами їх роботи,

що сприяє забезпеченню ефективного поточкорозподілу енергії між джерелами та споживачами.

Систематизовано та викладено у вигляді класифікаційної схеми різні типи акумуляторів накопичення та зберігання енергії. На основі проведеної класифікації об'єктів накопичення та зберігання енергії, розглянуті основні характеристики накопичувачів різних типів: хімічні, електромагнітні, теплові, механічні, гідроакумуючі.

На основі об'єктивних припущень, розроблено модель системи комплексного енергозабезпечення споживачів, у вигляді *ЕН*, який забезпечує потребу у електричній і тепловій енергіях. Для представлених систем енергозабезпечення створено методологію оптимізації режимів їх роботи, враховуючи екологічні та економічні фактори на підставі мультикритеріального підходу. Розроблені моделі мультикритеріального планування й оптимізації режимів функціонування інтегрованих енергопостачальних систем, які дають змогу підвищити ефективність функціонування енергетичних вузлів із джерелами РГ.

Розроблена модель підтримки функціонування *ЕН* на основі біогазової установки й інших ВДЕ у поєднанні з системами акумуляування, яка дає змогу, при виробництві 352,5 м³/добу біогазу здобути його економію на рівні 25,4 тис.м³/рік. За рахунок підвищенні ефективності біогазової установки на 13,94 % отримаємо можливість в умовах когенераційної системи знизити собівартість виробництва електроенергії та теплоти в межах 20–30 %.

Розроблено алгоритмічне та програмне забезпечення для вирішення задачі оптимального планування й оптимізації режимів роботи систем комплексного енергозабезпечення житлових іа громадських будівель, а також промислових об'єктів невеликої потужності, яке має на меті задовольнити потребу споживачів у електричній і тепловій енергіях із максимальною ефективністю. Алгоритми та програмне забезпечення можуть використовуватися в системах диспетчеризації комплексу установок РГ та накопичувачів енергії (НЕ) для різних об'єктів господарської діяльності в умовах ринків енергоносіїв України.

Результати роботи впроваджено в навчальний процес, а саме: оновлено лекційні курси «Сучасні методи та технології підвищення енергоефективності», «Розосереджена генерація та інтегровані системи електропостачання», розроблено постійно діючий стенд в «Лабораторії розосереджених джерел енергії» (ауд. 401 навчального корпусу № 22 КПІ ім. Ігоря Сікорського).

1 АНАЛІЗ ПИТАНЬ ОПТИМІЗАЦІЇ ФУНКЦІОНУВАННЯ ІНТЕГРОВАНІХ ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНИХ СИСТЕМ

1.1 Основні положення концепції застосування інтегрованих енергопостачальних систем

Енергія завжди була однією з основних і базових потреб людини та головним рушієм розвитку людського суспільств. З удосконаленням технологічної бази та механізацією сфер життя ця потреба зростала та продовжує зростати кожного дня [1]. Тому забезпечення чистої, доступної, безпечної та стійкої енергії є однією з головних проблем розвитку світового суспільства. У минулому столітті основним джерелом енергії були ресурси надр, а саме різні види викопного палива [2]. Викопне паливо зазвичай перетворюється на електроенергію на великих теплових електростанціях, і ця електроенергія передається на великі відстані до споживачів для забезпечення їх попиту. У цих системах первинна енергія перетворюється на електроенергію з дуже низькою ефективністю та направляється споживачеві з великими втратами в системах передачі та розподілу. Складність систем передачі та розподілу призводить до високих системних витрат і ускладнює їх безпеку та контроль [3].

У цих системах інтелектуальне обладнання можна знайти лише в секторах управління, моніторингу та захисту, які локально встановлюються в обмежених частинах системи. Але сьогодні, з розвитком концепції *Smart Grid*, енергосистеми стали «розумнішими», ніж будь-коли, та досягають рівня інтелектуальних систем, коли з'являється можливість вирішувати завдання шляхом взаємодії з суміжними системами [4]. Використання інтелектуальних технологій, автоматизованого моніторингу, збору й обробки даних систем в інтелектуальній мережі дають можливість оптимізувати її функції та забезпечувати інтелектуальне управління встановленим обладнанням. Як результат, розвиток концепції *Smart Grid* призводить до підвищення енергоефективності, зменшення потреби у витратах на розбудову

інфраструктури виробництва, передачі енергії й оптимізації кількості та потужності встановленого обладнання. З іншого боку, за допомогою інтелектуальних прогнозів і контролю полегшується інтеграція ВДЕ та прискорюється процес розвитку РГ у контексті забезпечення попиту на енергетичні ресурси [5].

Розвиток концепції розподіленої генерації та, загалом, концепції розподілених енергоресурсів (англ. *Distributed power generation*) (*DER*) в останні роки призвів до кардинальних змін у структурі енергосистеми й енергетичних ринків. Розвиток концепції *DER* (зокрема ресурсів, пов'язаних із попитом) призвів до появи нових енергогенераторів в енергосистемі та зростання ролі споживачів в управлінні мережею у вигляді програм з управління попитом (англ. *Demand Side Management*) (*DSM*). Програми *DSM* містять кілька концепцій, таких як реагування на попит (*DR*), енергоефективність, зменшення навантаження й економія енергії. Основна мета цих програм – узгодити режими роботи споживачів із потребами й умовами мережі. Участь споживачів у цих програмах може скоротити їх споживання у години пік (ціна та тарифи на енергоносії) або перенести частину споживання на години поза піком (періоди низької ціни на енергію), а крім зниження їх витрат, може призвести до зменшення пікового попиту в мережі й отримання більш плавної кривої споживання. Як результат, участь споживачів у програмах *DSM*, крім кращого управління споживанням і зменшення витрат на енергію, може покращити стабільність та надійність мережі [6].

Однак використання *DER*, зокрема, інтеграція ВДЕ та використання систем накопичення енергії разом із системами когенерації й успішна участь у програмах *DSM*, вимагає створення інтегрованої структури управління.

Концепція інтегрованої енергопостачальної системи (ІПС) полягає у поєднанні елементів енергетичної інфраструктури, зокрема пов'язаних із забезпеченням споживачів електроенергією та теплом, у певних вузлах або гілках, тим самим забезпечуючи обмін потужністю між раніше розділеними системами.

ІПС забезпечує функції отримання, постачання, перетворення та зберігання декількох носіїв енергії. Концепція ІПС використовує поняття *ЕН*, які можна розглядати як узагальнення або розширення мережевого вузла в електричній мережі на більшу кількість енергоносіїв із врахуванням можливості їх взаємного перетворення.

Концепція *ЕН*, розроблена в останні роки для моделювання та управління системами з багатьма джерелами генерації *multi-energy systems (MES)* є перспективним методом моделювання майбутніх енергетичних систем [7]. *ЕН* визначається як модель, в якій здійснюється виробництво, перетворення, накопичення та споживання різних енергоносіїв [8]. *ЕН* – це концептуальна модель управління та керування *MES* й інтегрованими енергетичними системами [9]. Вже проведена значна кількість досліджень щодо цієї концепції, які показують, що інтеграція різних носіїв енергії у вигляді моделей *ЕН* призводить до зростання енергоефективності системи порівняно з системами управління та планування на основі одного носія енергії [9]. *ЕН* можна використовувати для моделювання систем різних за розміром і призначенням, таких як житлові будинки, комерційні будівлі, виробничі підрозділи, парники, офісні та службові приміщення, що вказує на те, що даний підхід забезпечує широке застосування моделей та концепцій [10]. Однак розвиток концепції *Smart Grid* в *MES* та управління цими системами на інтелектуальній основі залишається задачею, що вимагає врахування та вирішення низки завдань, що виникають у зв'язку з особливостями системи та рівнями інтеграції.

Розроблення та впровадження підходів до оптимізації функціонування таких *ЕН* є перспективним проектом у контексті сталого розвитку енергетики України, що може призвести до залучення нових інвестицій у ВДЕ та РГ. Концепція використання *ЕН* сприятиме стимулюванню діяльності активного споживача та реалізації концепції *Smart Grid*.

1.2 Поняття енергетичного хабу та його складові елементи

Авторами [1] було визначено, що *ЕН* є інтегрованою системою з кількома енергоносіями на її вході, де технології виробництва, перетворення та зберігання енергії, такі як поновлювані джерела енергії та батареї, використання для надання необхідних послуг: забезпечення електроенергією, теплом і холодом на виході [2].

Значна кількість останніх досліджень присвячена визначенню характеристик, плануванню, оцінюванню й оптимізації енергетичних вузлів, які можна вважати функціональними одиницями, де множинні енергоносії перетворюються, зберігаються та використовуються [3, 4].

Проблема експлуатації *ЕН* полягає у тому, щоб забезпечити оптимальний вибір їх компонентів, комбінацію й об'єднання [5]. Досліджуючи потоки потужностей аналізують зв'язки та взаємодію між енергетичними вузлами й іншими елементами енергетичної інфраструктури [6]. Оперативне планування діяльності *ЕН* вирішує питання досягнення оптимальних значень витрат на придбання та зберігання енергоносіїв на оперативному горизонті планування [5].

З точки зору моделювання, задача оптимізації часто ставиться для мінімізації загальної вартості енергії в системі у рамках детерміністичної системи навантаження, цін, ефективності й обмежень [6–9]. Було запропоновано багато класів алгоритмів рішення, спрямованих на вирішення цієї проблеми [4]. Вони включають у себе лінійні алгоритми, засновані на мінімізації цільової функції (ЦФ), так і проблемних обмежень, а також нелінійних методів програмування, які використовуються для розв'язання нелінійних ЦФ.

Ці методи представляють корисний інструмент лише з точки зору користувача, оскільки вони дають можливість аналітично ефективно оптимізувати роботу єдиного енергетичного вузла, не враховуючи його вплив на роботу операторів енергосистеми з кількома носіями. Отже, дослідження альтернативних технологій, спрямованих на оптимізацію роботи взаємозв'язаних і розподілених енергетичних вузлів шляхом забезпечення ефективної та надійної

роботи енергосистеми, все ще залишається відкритою проблемою та вимагає подальших досліджень.

Значні внески у теоретичні основи та розвиток оптимізаційних методів моделювання режимів роботи *ЕН* здійснено широким колом науковців. Зокрема, оригінальне дослідження було представлено авторами [5] для розгляду нелінійної моделі роботи *ЕН*. Також запропоновані підходи до побудови моделі лінійного програмування у роботах [10–12], де розглянуто моделювання й експлуатацію *ЕН* житлової будівлі.

У роботі [11] автори зосереджуються на розробці методології, яка могла б моделювати й оптимізувати зв'язок між потребами енергії та її постачанням у будівлі на етапі проєкту, беручи до уваги всі обмеження, що виникають у реальному будівництві. Деякі проблеми функціонування *ЕН* із житловими комплексами розглядаються у роботі [12], де пропонується оптимальна діяльність житлового комплексу [13]. У статті [14] запропоновано новий підхід до моделювання динамічного характеру заряджання, розряджання та простою пристроїв накопичення енергії, зокрема електричних акумуляторів; представлено прогноз попиту на електричну та теплову енергію, який отримано за допомогою платформи *DesignBuilder*; вирішення цієї динамічної та змішаної цілових задач оптимізації виконується шляхом введення процедури відображення. Авторами [15] досліджено оптимальне використання кількох носіїв енергії. Енергетичними ресурсами, що розглянуті, є електрична та теплова енергії, які генеруються на теплогенеруючих комплексах, включаючи теплові електроцентралі (ТЕЦ), дизель-генератори, вітрові турбіни та котли. Джерелами енергії є також природний газ, вітер та електроенергія з енергосистеми. Оптимальні значення енергій, які слід використовувати на кожну годину, визначаються стохастично-економічною моделлю. Оптимізаційна модель вказує оптимальне значення енергій, для задоволення електричних і теплових потреб.

Основна концепція *ЕН*, із використанням гібридних *ЕНs* розглядається у роботі [16], як інтерфейси між виробниками енергії, споживачами та транспортною інфраструктурою. З точки зору системи, *ЕН* можна визначити як

одиницю, яка забезпечує основні функції: споживання та постачання, перетворення та накопичення з декількох носіїв енергії.

ЕНs можуть слугувати інтерфейсами між енергетичними інфраструктурами й учасниками мережі (виробниками, споживачами) або між різними енергетичними інфраструктурами, об'єднуючи системи розподілу електроенергії та природного газу з підключення джерел навантаження. Таким чином, концепція *ЕН* являє собою узагальнення або розширення мережевого вузла в електричній системі. На рис. 1.1 показано простий приклад гібридного енергетичної вузла, який містить типові елементи: електричний трансформатор, газову турбіну, теплообмінник, батареї, пристрій накопичення гарячої води.

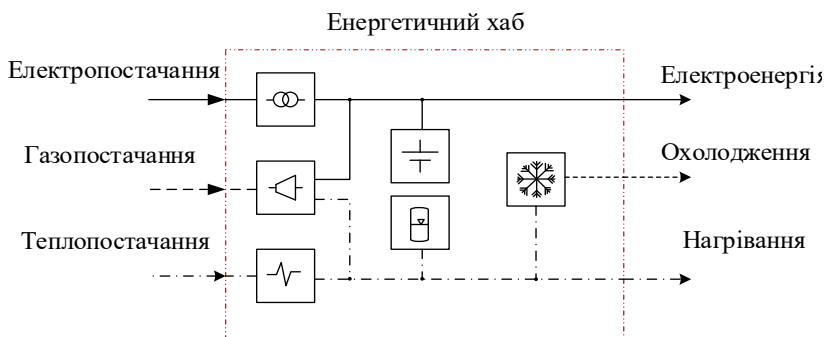


Рисунок 1.1 – Приклад гібридного енергетичного вузла

ЕН обмінюється енергією з сусідніми системами через гібридні з'єднання. Гібридне з'єднання об'єднує сукупність потоків енергоносіїв від одного оператора. На прикладі *ЕН*, показаного на рис. 1.1, є два гібридні з'єднання. На вхідне з'єднання надходить електроенергія, природний газ і теплоносії із відповідної інфраструктури. Вихідне з'єднання забезпечує надходження електроенергії, тепловитрати для опалення й охолодження.

Як зазначалося, *ЕН* – це узагальнена концепція, яка може охопити всі енергетичні технології та системи. Також різні енергетичні системи з різними розмірами можна змоделювати за допомогою цієї концепції. Однак за розміром *ЕН* варто виділити два класи: мікроенергетичні та макроенергетичні хаби. Мікрохаби можна розділити на чотири загальні категорії: житлові, комерційні,

промислові та сільськогосподарські мікрохаби. Зрозуміло, що у кожній секції *ЕН*, наприклад, може бути житловий будинок, господарська будівля, промисловий підрозділ, теплиця тощо. Інтеграція цих мікроенергетичних вузлів на більш високому рівні призведе до створення мережі взаємопов'язані *ЕН*, що називаються макроенергетичними хабами. Макрохаб – це сукупність *ЕН*s, які керуються узгоджено у відповідності до поставлених задач і вимог. Отже, масштабні енергетичні системи, такі як житловий комплекс, промислова зона чи навіть ціле місто, можуть бути змодельовані за допомогою концепції *ЕН*.

Інтеграція та координація управління різними секторами споживання у формі *ЕН* може принести багато користі для кожного з цих секторів та для всієї системи. Наприклад, схема споживання енергії в житлових і комерційних будинках зазвичай різна. Пік попиту в комерційних будівлях відбувається у середині доби, а піковий попит побутових споживачів зазвичай стосується вечірньої пори. Взаємозв'язок між цими двома секторами зазвичай встановлюється через електричні та газові мережі. За рахунок інтеграції та скоординованого контролю цих двох секторів ресурси в одному секторі можуть бути використані для забезпечення дефіциту потужності в іншому секторі. У промисловому секторі виробляється значна кількість низькопотенційного тепла, яке можна використовувати для обігріву сусідніх будівель шляхом його так би мовити утилізації. У сільськогосподарському секторі зазвичай є багато відходів, які можна використовувати як сировину для систем централізованого опалення на базі когенераційних установок (КГУ) або створення палива (біодизель/біогаз) для транспортного сектору. Комплексне управління цими секторами збільшує продуктивність та може скоротити викиди, споживання викопного палива, забруднення навколишнього середовища, відходи та загальні витрати на систему.

Розвиток *MES* збільшив можливості інтеграції різних енергетичних інфраструктур, таких як електроенергія, природний газ і тепло. Найпростішим прикладом цього є КГУ, де газ, придбаний з газової мережі, може бути перетворений на електроенергію та тепло. Згенерована енергія може забезпечує

попит системи *ЕН*, а надлишок продаватися в електричну мережу та мережі теплопостачання. Інтеграцію цих різних енергетичних інфраструктур можна моделювати різними способами, але однією з найкращих моделей, представлених на сьогодні, є модель *ЕН*. Моделювання цих систем у вигляді макроенергетичних хабів може забезпечити можливості оптимізації всієї системи. Насправді *ЕН* моделюється як великий вузол, який знаходиться на перетині та з'єднує різні енергетичні системи та технології. У цю модель можуть бути включені пріоритети кожної з підсистем, а також обмеження всієї системи. У кожній енергосистемі першочерговим завданням для споживачів є скорочення рахунків і витрат на енергію, тоді як комунальні послуги, крім мінімізації витрат і збільшення прибутку, повинні враховувати такі речі, як якість електроенергії, пікові обмеження та забезпечення покриття попиту споживання.

Тому проблема оптимального управління в *ЕН* – це проблема мультиагентного керування, яка враховує пріоритети всіх системних агентів одночасно. Тому в центрі *ЕН*, окрім вирішення проблеми оптимізації на рівні мікроенергетичних хабів, слід також враховувати оптимізацію загального *ЕН*. На рівні оптимізації мікроенергетичних хабів враховуються переваги споживачів і пов'язані з цим обмеження. На рівні розподілу енергетичних ресурсів вирішується проблема оптимального потоку електроенергії або, загалом, проблема оптимального потоку енергії. Управління та контроль *ЕН* зазвичай здійснюється двома способами: централізованим або децентралізованим.

Визначаються режими роботи *ЕН* й оптимальні умови для роботи кожного з його компонентів. У цьому випадку центральний підрозділ управління відповідає за збір й обробку даних і надсилання сигналів управління. Усі рішення, пов'язані з оптимальною роботою *ЕН*, приймаються цим пристроєм.

Перший крок до використання моделі *ЕН* в інтегрованому моделюванні різних енергетичних інфраструктур, таких як електромережі, природний газ і мережі централізованого опалення, було зроблено в [11]. У [14] впроваджена централізована модель управління мережею взаємопов'язаних *ЕНs* із застосуванням методу прогнозування управління з урахуванням динаміки

систем накопичення енергії. Також автори в [15] додали можливості обміну електроенергією з мережею до попередньої моделі та забезпечили централізований контролер для мережі житлових *EHs*. Автори в [16] представили модель інтегрованого управління взаємопов'язаними *EHs*, в якій оцінювались ефекти врахування порогової вартості абонентів (визначених самими абонентами) на результати оптимальної задачі управління. Результати їх дослідження показали, що введення переваг, визначених абонентами в проблемі оптимізації, призвело до збільшення їхньої готовності брати участь в оптимальному управлінні *EH* і досягти більш плавної кривої споживання потужності в системі.

Поряд із усіма перевагами централізованого режиму управління, ця модель не може бути реалізована на широкомасштабних системах, а їх використання обмежується дрібномасштабними системами. Зі збільшенням компонентів та енергоносіїв збільшується кількість змінних в оптимізаційній задачі, а також даних, які потрібно обробити, що призводить до збільшення обсягу, вартості та часу розрахунків. У деяких випадках навіть стає важко досягти оптимального рішення у контексті прогнозування та втрачається можливість «онлайн-контролю» у режимі реального часу. З іншого боку, в деяких випадках немає можливості отримати дозвіл усіх агентів в системі на доступ до їх інформації та централізованого контролю над їх обладнанням, а деякі агенти не беруть активної участі в централізованих програмах управління. У таких випадках може використовуватися децентралізоване або розподілене управління.

У цьому випадку кожна зона управління контролюється незалежним контролером, але рішення щодо управління кожною областю та її режим роботи обмінюються між іншими областями. Вирішення проблеми оптимізації в розподіленому режимі: проблема оптимізації в централізованому стані вирішується поділом на декілька підпроблем. Цей режим приносить багато переваг порівняно з централізованим режимом. Вирішення проблеми оптимізації в кожній підпроблемі паралельно призводить до скорочення часу на обчислення та не потребує масштабного центрального процесора. Ця різниця у часі та

навантаження обчислень на широкомасштабних системах стає значно очевиднішою, та переваги розподіленого режиму в цих системах відчутні. З іншого боку, надійність у розподіленому режимі більша, ніж у централізованому режимі, оскільки порушення тривалості контролю в зоні управління впливає лише на працездатність тієї самої області та значно менший вплив на продуктивність суміжних систем, наявність проблеми в яких у процесі збору й обробки даних може вплинути на продуктивність всієї системи.

Інтеграція різної енергетичної інфраструктури й інтегроване управління ними у вигляді моделей *ЕН* можуть надавати багато технічних, економічних та екологічних переваг. Однак у такій системі взаємодіють різні енергетичні технології, які мають різні носії енергії, та між ними існує безліч зв'язків. Це призводить до необхідності обробляти й обмінюватися великими обсягами інформації для вирішення проблеми оптимізації управління в такій системі. У таких рамках використання концепцій, подібних до *Smart Grid*, є надзвичайно важливим для збору даних і передачі керуючих сигналів та інтелектуальної взаємодії між системними контролерами й агентами. У цьому випадку, завдяки наявності різних енергоносіїв, вводиться поняття під назвою розумні енергетичні системи, тобто узагальнене поняття розумної мережі. Розробка концепції розумної мережі може мати багато переваг, включаючи підвищення ефективності, зниження енергоспоживання, зниження викидів, підвищення надійності, контроль у режимі реального часу, полегшення інтеграції ВДЕ та зниження системних витрат.

Елементами *ЕН*, з точки зору функціональності, можуть бути прямі з'єднання, перетворювачі, накопичувачі.

Прямі з'єднання використовуються для доставки вхідного носія до виходу без перетворення його в іншу форму або суттєво змінюючи його якість (наприклад, електрична напруга, гідравлічний тиск). Приклади цього типу елементів – це електричні кабелі, лінії електропередачі та трубопроводи.

Перетворювальні елементи використовуються для перетворення енергії в інші форми або якості. Прикладами є парові та газові турбіни, поршневі двигуни

внутрішнього згоряння, електричні машини, паливні елементи (ПЕ), електролізери, термоелектричні перетворювачі тощо. Компресори, насоси, клапани управління тиском, трансформатори, силові електронні інвертори-фільтри, теплообмінники й інші пристрої зазвичай використовуються для кондиціонування, тобто перетворення параметрів енергоносіїв до бажаних. Третій тип елемента використовується для зберігання енергії, а також може бути реалізований за допомогою різних технологій. Тверді, рідкі та газоподібні енергоносії можна зберігати в ємностях і контейнерах із порівняно низькими втратами. Простий приклад застосування енергетичного вузла представлено на рис. 1.2. Існує ряд реальних об'єктів, які, наприклад, можна моделювати як *ЕНs*: електростанції, промислові підприємства (металообробні заводи, паперові комбінати, нафто-переробні заводи), великі будівлі (аеропорти, лікарні, торгові центри), обмежені географічні райони (сільські та міські райони, міста в цілому) й островні енергетичні системи (поїзди, кораблі, літаки).

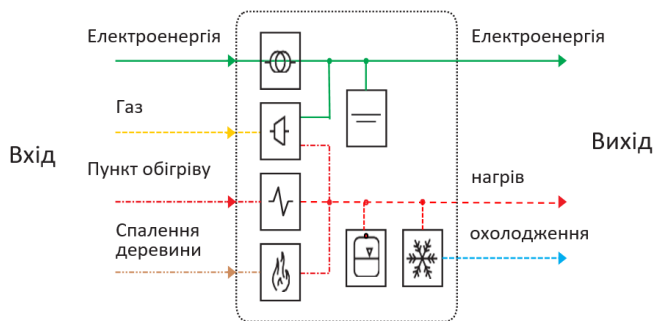


Рисунок 1.2 – Приклад *ЕН*

Початковий підхід *ЕН* було розроблено для оптимального розміщення джерел генерації [17, 18]. Тим не менш концепція була застосована та для інших цілей. Наприклад, особливості використання концепції *ЕНs* для характеристики пристроїв тригенерації описані у роботі [19].

Ідея *ЕН* також була застосована муніципальною комунальною компанією *Regionalwerke AG Baden* у Швейцарії, яка планує побудувати *ЕН*, що містить елементи, які виконують газифікацію та метанацію деревної стружки та

КГУ [20]. Рисунок 1.2 представляє основне компонування цього *ЕН*. Ідея полягає у тому, щоб виробляти синтетичний природний газ і теплоту з деревної стружки – ресурсу, який легко доступний у регіоні діяльності компанії. Одержаний синтетичний природний газ може бути або безпосередньо введено у систему постачання природного газу комунального підприємства, або перетворений в електричну енергію через КГУ.

Відпрацьоване тепло, яке накопичується в обох випадках, може віддаватися у місцеву тепlopостачальну мережу. Вся система може розглядатися як *ЕН*, що обробляє різні енергоносії – дрова, електроенергія, тепло та синтетичний природний газ. Окрім цих енергоносіїв, процес газифікації потребує азоту та пари, які повинні бути забезпечені на вході вузла. На рис. 1.3 наведено схему концентратора.

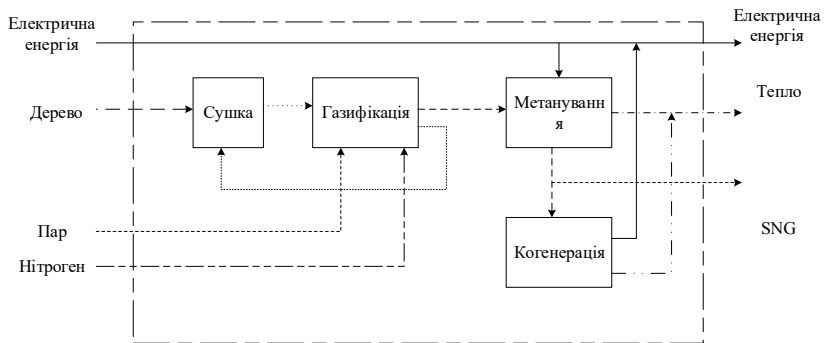


Рисунок 1.3 – Функціональна схема *ЕН*, який реалізовується компанією *Regionalwerke AG Baden*, Швейцарія

З точки зору системи, поєднання різних енергоносіїв в енергетичних вузлах зберігає ряд потенційних переваг перед традиційним, відокремленим енергопостачанням.

Різномірність джерел надходження енергії призводить до таких потенційних переваг:

1. Підвищена надійність: враховуючи декілька входів енергії, які можуть використовуватися для задоволення попиту на виході, *ЕН* у цілому підвищує доступність енергії для навантаження, тому що він більше не залежить від однієї

інфраструктури [21]. На практиці цей ефект трохи обмежений, оскільки певна інфраструктура залежить від інших, тобто різні вхідні концентратори не є надлишковими. Крім того, практично всі сучасні інфраструктури залежать від інформаційних мереж, наприклад, системи управління та системи збору даних, які у свою чергу залежать від постачання електроенергії.

2. Підвищена гнучкість навантаження: резервні шляхи у межах вузла пропонують певну свободу в постачанні навантажень.

3. Потенціал оптимізації: той факт, що різні вимоги та різні комбінації з енергоносіїв можуть використовуватися для задоволення вимог до випуску дає можливість для оптимізації постачання. Різні варіанти можуть характеризуватися різними витратами коштів, відповідними викидами, доступністю енергоносіїв та іншими критеріями. Тоді вхід у хаб може бути оптимізований за допомогою додаткового ступеня свободи, встановленої надлишковими з'єднаннями.

У контексті *EHS*, вся інфраструктура енергопостачання може розглядатися як система взаємопов'язаних енергетичних вузлів. На рис. 1.4 представлено три енергетичні вузли, які пов'язані між собою електричними та газопровідними мережами.

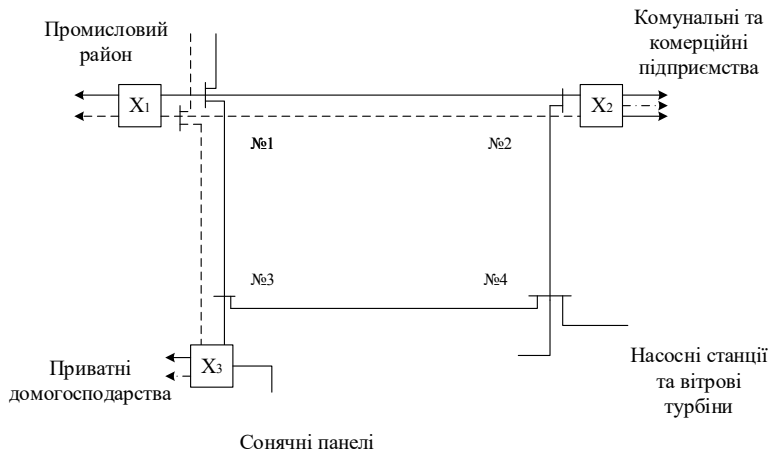


Рисунок 1.4 – Система взаємозв'язаних вузлів *ЕН*

Цей приклад розроблено для енергопостачання міста, яке поділяється на три області: промислову, комерційну та приватну/житлову. Кожна з ділянок з'єднується з розподільними мережами природного газу й електроенергії через енергетичний вузол. Внутрішнє компонування вузлів адаптоване до конкретних вимог навантаження. Система постачається через суміжні мережі, фотогальванічні установки, підключені до вузла № 3, а також вітро- та гідроагрегати, які підключено до електричної мережі через вузол № 4. Цей вузол може представляти більш віддалену станцію за межами міста, де доступні гідроакумуючі резервуари.

Що стосується передачі енергії між вузлами, то слід зазначити, що поєднання різних енергоносіїв у інтегрованих пристроях потребує подальших досліджень [22, 23]. Загальносистемні центри, з'єднані між собою мережами, також відображено в моделях системи.

Створення *ЕН* на території нашої країни – проект, реалізація якого може зробити з України активного гравця на енергетичному ринку Європи. Становлення *EHs* – перспективний процес згідно впровадження положень концепції *Smart Grid* і залучення активного споживача, що вимагає перегляд побудови та розвитку енергетичних систем в українських реаліях згідно світових тенденції до зниження енергозалежності, пошуку альтернативних джерел і постачальників енергетичних ресурсів. Зазначені поняття потребують продовження, доповнення та вдосконалення напрацювань, що у свою чергу стимулюють країни до реалізації таких ініціатив у енергетиці й економіки в цілому.

Для досягнення мети та вирішення задач досліджень передбачається комплексне використання можливостей математичного та технічного забезпечень сучасних інформаційно-обчислювальних комплексів, нових теорій, що адекватно враховують побудову ІПС, автоматизованих систем обліку та керування, напрацьованих методів, алгоритмів і програмного забезпечення для оцінки та підвищення ефективності функціонування сучасних ІПС (рис. 1.5).

Важлива особливість енергетичної системи України полягає у неможливості навіть у найближчій перспективі охопити усю сукупність їх чисельних елементів засобами телевимірювань і каналами передачі даних, що дало б змогу здійснювати моделювання режимів у реальному часі.

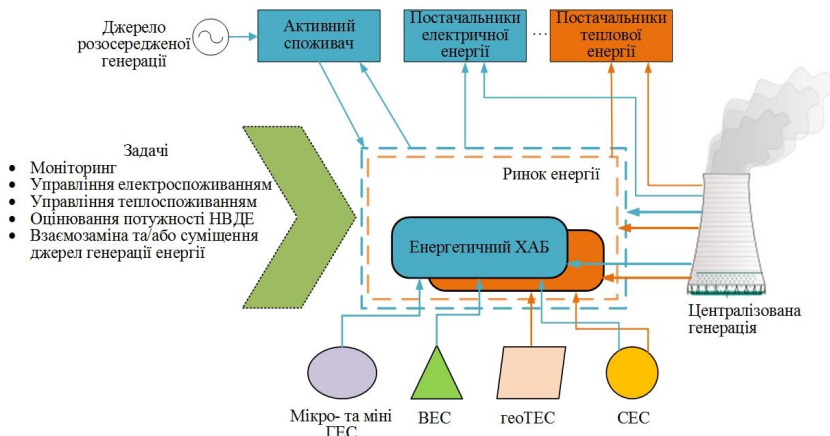


Рисунок 1.5 – Структура ІПС

Результати досліджень дають змогу реалізувати об'єктивне оцінювання стану та керування режимами роботи ІПС із метою забезпечення ефективного використання первинних ресурсів, потенціалу енергетичного обладнання, підвищення надійності енергопостачання, мінімізації використання органічного палива й емісії CO_2 , сприяння сталому розвитку окремих територіальних громад країни.

1.3 Енергетичні хаби як елементи реалізації концепції розосередженої генерації

Одним із основних елементів ЕН є об'єкти РГ. У багатьох країнах світу у даний час, наряду з розвитком централізованого енергопостачання, все більш активно підтримується тенденція широкомасштабного переходу до РГ.

Існують різні підходи до визначення поняття РГ енергії. У ряді випадків термін «розосереджена генерація енергії» (англ. *distributed generation*) використовується як синонім поняття генерації в децентралізованій енергосистемі для покриття потреб в енергії ізольованих (не підключених до магістральних мереж) споживачів.

РГ – це практика розміщення невеликих енергогенеруючих потужностей, близьких до точки кінцевого споживання.

РГ має багато переваг, зокрема:

- скорочення витрат на електроенергію;
- підвищення надійності електропостачання;
- покращення окупності необхідних систем виробництва;
- забезпечення продажу електроенергії;
- генерування екологічно чистої енергії.

Практика РГ іноді також називається «виробництво на місці», «виробництво на замовлення» або «розосереджена енергія».

РГ може працювати паралельно або незалежно від електричної мережі. Електрична розосереджена мережа (також відома як система електропостачання або розподільна мережа) є складним сполученням чотирьох компонентів: генераторних установок, підстанцій, систем передачі та розподільних систем. Генераційні установки виробляють електричну енергію шляхом перетворення іншої енергії, такої як гідроелектричне, ядерне, викопне паливо (наприклад, вугілля, нафту або природний газ), вітром або сонячною енергією, біогазові установки. Підстанції змінюють напругу з одного рівня в інший. Системи ліній передачі транспортують електроенергію на великі відстані через високовольтні лінії. Нарешті, системи розподілу постачають потужність при меншій напрузі для кінцевих споживачів. Ці чіткі компоненти взаємопов'язані з урахуванням потенціалу й оперативних вимог кінцевих користувачів, таких як економічність, надійність та якість енергії.

Коли розподільні системи працюють паралельно з електричною мережею, вони розглядаються як мережеві з'єднання, оскільки вони покладаються на

електричну мережу для встановлення робочої напруги та частоти системи. Автономна генерація працює незалежно від електричної енергосистеми. Генерація, що працює окремо, не залежить від електричної мережі для встановлення робочої напруги та частоти. Автономна генерація має здатність самостійно встановлювати та регулювати робочу напругу та частоту.

РГ є хорошим рішенням для багатьох цілей, оскільки елементи малої генерації є легко доступними, прості в установці й експлуатації, можуть бути переміщені оскільки є модульними, й економічно ефективними. Електростанція може бути зібрана з малих елементів, щоб задовольнити потреби енергії практично будь-якого навантаження. РГ енергії визначається як виробництво енергії на рівні розподільної мережі або на боці споживача, підключеного до мережі. Поняття РГ поширюється як на електроенергетичні системи, так і на системи теплопостачання.

У загальному випадку РГ є вироблення електроенергії/тепла на місці їх споживання. Відсутність мережі виключає втрати (та витрати) на передачу електроенергії/тепла. При цьому мається на увазі наявність набору споживачів, які виробляють теплову й електричну енергії для власних потреб, направляючи їх надлишки в загальну мережу. У рамках даної концепції в якості розподілених генераторів енергії можуть виступати КГУ малої та середньої потужностей, які дають можливість знизити витрати на виробництво енергії на 40 %, домогтися високої ефективності використання палива (до 90 % від потенційної енергії) й оптимального використання встановленої потужності.

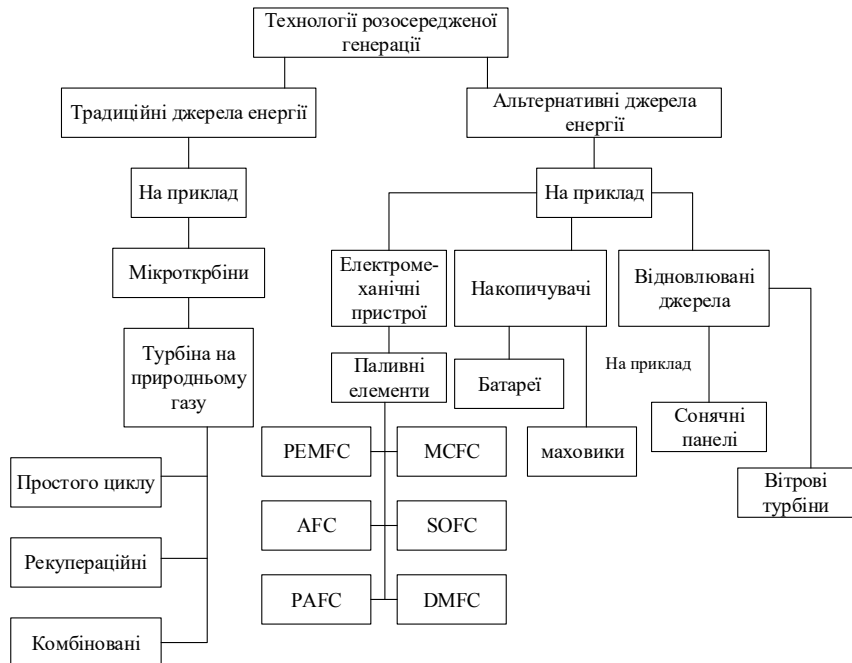
Комунальні підприємства також використовують автономні дизель-генератори у розподілених генераціях, підключених до різних точок їх розподільних систем. Автономні системи дають змогу операторам комунальних послуг керувати завантаженням цих генераторів віддалено, з максимальною економічною вигодою.

Можна розглядати РГ як засіб планування в розподільній системі. Побудова будь-якого типу силової електростанції вимагає часу, а також

підвищення пропускної здатності ліній передачі та розподілу. Часто рентабельність РГ є вищою.

Споживачі електричної енергії, які вимагають наявності резервних або аварійних генераторів згідно з відповідними нормами або правилами, мають можливість відшкодувати капітальні витрати на встановлення необхідної генерації.

Існують різні типи РГ із конструктивної та технологічної точок зору, як показано на рис. 1.6. Ці типи РГ повинні порівнюватися один із одним, щоб допомогти прийняти рішення щодо того, який вид є найбільш прийнятним для вибору в різній ситуації.



PEMFC – *proton-exchange membrane fuel cell* (протообмінний мембранний ПЕ); *MCFC* – *molten-carbonate fuel cells* (розплавлений карбонатний ПЕ); *AFC* – *alkaline fuel cell* (лужний ПЕ); *SOFC* – *solid oxide fuel cell* (твердий оксидний ПЕ); *PAFC* – *phosphoric acid fuel cell* (ПЕ фосфорної кислоти); *DMFC* – *direct-methanol fuel cell* (ПЕ із прямим метанолом)

Рисунок 1.6 – Типи об'єктів об'єкти РГ

Зазвичай РГ класифікуються відповідно до їхніх різних типів і діючих технологій. Проте, більш зручно їх класифікувати з електричної точки зору для вивчення їх впливу на енергетичну систему. Можна отримати різноманітні класифікації для різних типів РГ відповідно до їх електричних застосувань, тривалості постачання, виробленої електроенергії, використання поновлюваних і непоновлюваних технологій.

Різні технології РГ реалізуються для виконання вимог широкого спектру застосувань, відрізняються залежно від вимог до навантаження. У результаті вони впливають на типи використаних РГ. Деякі з цих переваг наведено нижче.

1. Режим очікування: РГ може використовуватися як резервна генерація, щоб забезпечити необхідну потужність для чутливих навантажень, таких як технологічні процеси та лікарні під час відключення мережі.

2. Самостійне використання: зазвичай, ізолювані області використовують РГ як постачальника живлення замість підключення до мережі. Ці області мають географічні перешкоди, що робить централізоване електропостачання дорогим для підключення до мережі.

3. Згладжування пікових навантажень: вартість електричної енергії змінюється залежно від кривих навантаження на попит навантаження та відповідно наявних генераційних потужностей у той же час. Отже, РГ можна використовувати для постачання деяких навантажень у пікові періоди, що зменшує витрати на електроенергію для великих промислових споживачів, які часто використовували тарифи (двобонний/тризонний).

4. Сільське та віддалене застосування: РГ може забезпечити автономні віддалені об'єкти з необхідною потужністю. Ці програми включають освітлення, опалення, охолодження, зв'язок і малі промислові процеси. Тим більше, що РГ можуть підтримувати та регулювати напругу системи у сільських виробництвах чутливих до навантаження, підключених до мережі.

5. Забезпечення комбінованого виробництва теплової та електричної енергій (ТЕЦ): РГ, що забезпечують ТЕЦ як когенерацію, мають високу загальну ефективність використання енергії. Вироблена теплоенергія, від перетворення

палива в електроенергію, використовується на місці для широкого кола застосувань у лікарнях, великих комерційних приміщеннях і різних технологічних процесах.

У таблиці 1.1 представлено класифікацію типів РГ, а також традиційні централізовані станції генерації для різних широкомасштабних застосувань.

Таблиця 1.1 – Порівняння типів виробництва енергії

Тип енергії	Основні області застосування
Мікротурбіни	Допомога для згладжування пікових навантажень, когенерації та базового навантаження. Комерційно доступні у невеликих одиницях розміром 30–75 кВт [24]
ПЕ	Підходить для забезпечення ТЕЦ для кондиціонування повітря, охолодження та опалення. Великі станції підходять для базового завантаження. Комерційно доступні у невеликих агрегатах розміром 3–250 кВт і підключені як модульний для обслуговування великих навантажень [24]
Фотоелектрика	Віддалене, відключене від мережі та базове навантаження у деяких сільських об'єктах, якщо вони поєднуються з накопичувачами. Можна розглядати як безоплатну підтримку телекомунікацій та освітлення дорожнього руху, реклами
Вітрові турбіни	Віддалені будинки, ферми та промислові підприємства
Традиційні двигуни внутрішнього згоряння (дизельні двигуни)	Використовуються протягом декількох років, але вони мають високі викиди та витрати на експлуатацію та технічне обслуговування на додаток до небезпечного транспортування до віддалених споживачів [24]. У більшості випадків використовуються для операції згладжування піків і резервування (для надійності), а не для безперервної роботи
Центральне виробництво електроенергії (викопне паливо)	Основне виробництво електроенергії для основного навантаження. Використовується для операцій з згладжування (гідроакumuлюючі електричні станції (ГАЕС)) та резервування навантаження

6. Тривалість постачання та тип живлення: тривалість вихідної потужності РГ залежить від розміру, типу елементів, що використовується. Тривалість може бути тривалим періодом постачання, головним чином, для завантаження базового навантаження, нестійкого постачання, яке виробляється

з відновлюваних джерел і короткого періоду постачання, яке використовується для підтримки енергопостачання у аварійних режимах. Порівняння може проводитись залежно від кількості поданої електроенергії, її тривалості та типу (активна чи реактивна потужності, або обидві), як показано в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Порівняння типів загальної енергії з енергією та тривалістю часу

Період подачі живлення	Тип РГ	Зауваження
Довгий період поставки	Газотурбінні та фотоелектричні станції (ФЕС)	Задайте значення активної P та реактивної Q потужностей, а для ФЕС – лише активної потужності P . Використовується в якості постачальника базового навантаження
Нестабільний запас	Системи відновлюваної енергетики; фотоелектричні масиви, вітрові турбіни	Залежить від погодних умов. Надайте значення активної потужності P лише та потрібне джерело реактивної потужності Q у мережі. Використовується у віддалених місцях. Необхідно керувати їх роботою у деяких програмах
Короткий період постачання	Накопичувачі, батареї, фотоелементи	Використовується для безперервності постачання. Зберігайте енергію, щоб використовувати її у потребах на короткий час

Висновки до розділу 1

На основі аналізу літературних джерел виконано класифікацію джерел РГ, опис переваг і недоліків систем, обмеження у використанні, особливості застосування об'єктів залежно від потреб і можливостей споживача у конкретних випадках. Складено порівняльну таблицю типів РГ й особливостей їх застосування.

Виконано комплексне вивчення та наукове обґрунтування можливостей використання концепції EHS , як об'єднання ІПС в умовах України з метою обґрунтування технічних рішень для розробки та створення моделей керування режимами їх роботи, що сприяє забезпеченню оптимального потокорозподілу

між джерелами енергії та споживачами та підвищення ефективності енерговикористання.

Обґрунтовано використання об'єктів РГ, як один із основних елементів *ЕН*. Оскільки РГ є сучасним рішенням для традиційних централізованих станцій генерації й інших цілей щодо підвищення ефективності енерговикористання. Основні елементи малої генерації є легко доступними, простими в установці й експлуатації, економічно ефективними в умовах росту тарифів на енергоресурси.

2 ОСОБЛИВОСТІ ВИКОРИСТАННЯ РІЗНИХ ТИПІВ НАКОПИЧУВАЧІВ ЕНЕРГІЇ, ЯК СКЛАДОВИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ХАБІВ

Недоліком електроенергії як енергоносія є проблема накопичення енергії у достатній кількості. З розвитком електроенергетичних систем, зростанням потужностей агрегатів, що генерують енергію, стає все більш гострою проблема накопичення та зберігання енергії. Виправити цей недолік можливо шляхом створення та використання НЕ – реверсивних пристроїв для часткового або повного поділу у часі вироблення та споживання енергії. У НЕ здійснюється акумулювання енергії, одержуваної з енергетичної системи, її зберігання та видача при необхідності назад в енергосистему.

Наявність достатнього числа тих чи інших акумулюючих пристроїв у енергетичній системі може підвищити надійність її функціонування, дасть значний економічний ефект, який залежить від типу акумулюючих пристроїв та їх характеристик. Суттєве значення для отримання економічного ефекту та підвищення керованості енергетичною системою має також правильне розміщення акумулюючих пристроїв [32].

У ряді вітчизняних і зарубіжних робіт, розглянуто основні характеристики накопичувачів різних типів, і в першу чергу ГАЕС. Однак можна застосовувати й інші типи накопичувачів – хімічні, електромагнітні, теплові та механічні.

Велика увага приділяється акумулюванню теплової енергії, коли у відповідних пристроях у якості теплоносія використовуються вода, масло, розплавлені солі та такі тверді тіла, як, наприклад, кераміка. Істотний інтерес представляє накопичення механічної енергії, а саме різного роду маховиками. Для створення економічних та ефективних способів перетворення електроенергії в інші види енергії, які є зручними для зберігання, проводяться роботи, які, безсумнівно, дають суттєвий ефект [32].

У подальшому дослідженні проведено порівняння різних методів накопичення з метою забезпечення базових уявлень про відмінності кожної з технологій накопичення.

2.1 Аналіз різних типів накопичувачів енергії

Існує багато можливих методів зберігання енергії, що знаходяться практично в усіх формах енергії: механічній, хімічній і тепловій. Загалом слід виділити:

1. Насосне гідро зберігання.
2. Зберігання теплової енергії.
3. Зберігання енергії стисненого повітря.
4. Потокові батареї для накопичення енергії.
5. ПЕ.
6. Хімічне зберігання.
7. Зберігання енергії маховика.
8. Надпровідні магнітні НЕ.
9. Зберігання енергії в суперконденсаторах.

Нижче наведено таблицю 2.1 з переліком недоліків, переваг і місць застосування різноманітних типів систем акумуляування енергії.

Таблиця 2.1 – Переваги, недоліки та наявні можливості реалізації (та вже реалізовані) типи акумулюючих систем

Тип акумулювання енергії	Переваги	Недоліки	Реалізовано
Насосне гідро зберігання (насосна ГАЕС)	Легко доступна технологія. Використовується для високопотужних систем	Необхідність створення ділянки з різними рівнями води, що шкодить навколишньому середовищу і місцевому населенню	Відомий приклад даної технології – <i>La Muela</i> від <i>Iberdrola</i> , найбільший гідрокомплекс в Іспанії й Європі, <i>Дніпровська ГАЕС</i> – найбільший комплекс в Україні
Зберігання теплової енергії	Технології зберігання теплової енергії зберігають тепло в ізольованому сховищі для подальшого використання в опаленні приміщень, побутовій або технологічній гарячій воді або для виробництва електроенергії	Для отримання електричної енергії з теплової (тобто гарячої накопиченої води) теплоносію необхідно пройти ще один додатковий етап підігріву аби перетворитися на пар який штовхає турбіну. При цьому витрачається певна енергія	Основним еталонним об'єктом в області таких сонячних електростанцій є <i>Crescent Dunes Solar Reserve</i> в Неваді (США)
Зберігання енергії стисненого повітря	За допомогою технології можна створити дуже потужний запас енергії	Одна з найменш ефективних технологій зберігання в зв'язку з великими втратами енергії	Канадська компанія <i>Hydrostor</i> в партнерстві з <i>AECOM</i> очолює впровадження цієї технології як на морі, так і на суші

Продовження таблиці 2.1

Тип акумуляування енергії	Переваги	Недоліки	Реалізовано
Проточні акумулятори	Проточні акумулятори можна швидко «перезаряджати», замінюючи рідину електrolіту. Найвагоміша перевага проточних акумуляторів є в можливості зберігання електrolітів в ємностях, окремо від електродів (у звичайних нам джерелах енергії всі складові втиснуті в один корпус)	Серйозний недолік, стримуючий розвиток проточних акумуляторів: висока токсичність речовин в електrolітах	Проточні акумулятори зможуть знайти застосування там, де немає обмежень в розмірах приладу, але важлива вартість енергії. Наприклад, їх можна розмістити в підсобних приміщеннях жилих домів чи на електростанціях – для згладжування піків споживання. Дуже перспективно виглядає робота проточних акумуляторів в дуеті з сонячними батареями і вітрогенераторами
ПЕ водню	ПЕ не занадто дороге. Видобуток водню з природного газу – ефективна технологія. Будівництво інфраструктури не таке вже проблематичне. Зберігання водню можливе без будь-яких наукових переворотів, на даний момент ПЕ дешевше та продуктивніше акумуляторів	Окрім габаритів найскладнішою перешкодою для широкого впровадження цього типу акумуляторних батарей (АБ) є відсутність компактних і безпечних способів зберігання водню	Може бути використано в децентралізованому виробництві, когенерації середньої потужності та децентралізованому виробництві електроенергії без модернізації тепла. У 2015 році британська компанія <i>IntelligentEnergy</i> анонсувала конструкцію водневого акумулятора, здатного прийти на зміну літій-іонному

Продовження таблиці 2.1

Тип акумуляування енергії	Переваги	Недоліки	Реалізовано
Хімічне зберігання	<p>Вимагає невеликого обслуговування, не має шкідливих викидів і шуму може перетворюватись як з хімічної в електричну так і навпаки. Широкий спектр технологій що використовуються для виробництва акумуляторів</p> <p>За таким показником, як питомі енергії (кВт·год/кг) супермаховики вийшли на перше місце. При цьому їх термін служби набагато більше, ніж, наприклад, у батарей. НЕ на базі маховиків мають ряд істотних переваг перед хімічними акумуляторами: вони більш компактні, можуть працювати в широкому діапазоні температур, надзвичайно надійні та не вимагають ремонту протягом 15-20-річного терміну експлуатації, мають більш високий коефіцієнт корисної дії (ККД)</p>	<p>Мають відносно низьку довговічність для циклічного перемикавання великих амплітуд (від 100 до кількох тисяч циклів)</p>	<p>Свинцево-кислотні акумулятори, літій-Іонні батареї, батареї натрієвої сірки</p>
Зберігання енергії маховика		<p>Основна проблема технології маховика (у сучасності супермаховика) це складність конструкції, хоча сама конструкція є досить компактною. Основна проблема це міцність матеріалу з якого виготовлюють махові колеса, яке розганяється до дуже високих швидкостей</p>	<p>На електропоїздах з їх частими зупинками та разгонами акумуляування кінетичної енергії при гальмуванні і використання її для подальшого розгону надзвичайно актуально. Компанія <i>Temporal Power</i> заявляє про створення супермаховиків з вихідною потужністю 500 кВт на кожен</p>

Продовження таблиці 2.1

Тип акумуляуювння енергії	Переваги	Недоліки	Реалізовано
Надпровідні магнітні накопичувачі	Основною перевагою надпровідникового магнітного акумулятора є мала затримка між заряджанням та розряджанням. Енергія може бути доступна майже миттєво, та може бути забезпечена висока вихідна потужність протягом короткого періоду часу. Втрати енергії менші, ніж у інших методах зберігання, бо струм не зустрічає опору. Основні частини надпровідникового магнітного акумулятора нерухомі, що забезпечує високу надійність	Система охолодження, яка робить технологію більш складною і дорожівартісною	Існує декілька малих установок надпровідникових магнітних акумуляторів, які доступні для комерційного використання та декілька більш для тестових проєктів. Декілька установок ємністю 1 МВт·год використовуються для керування якістю електроенергії по світу, особливо на виробництвах, які потребують особливо якісної електроенергії, такі як виробництва інтегральних схем
Зберігання енергії в суперконденсаторах	Висока швидкість заряду-розряду, стійкість до сотень тисяч циклів перезаряду в порівнянні з акумуляторами, мала вага порівняно з електrolітичними конденсаторами, низький рівень токсичності, допустимість розряду до нуля	Накопичена енергія повинна швидко використовуватися, так як за час простоя вона потребує втрачається	Телефони, електронні лічильники електроенергії, охоронні системи сигналізації, електронні вимірювальні прилади та прилади медичного застосування – скрізь знайшли застосування суперконденсатори

2.2 Аналіз теплових акумуляторів, їх особливості та принцип дії

Тепловий акумулятор представляє собою пристрій, що забезпечує зворотні процеси накопичення, зберігання та вироблення теплової енергії у відповідності з вимогами споживача. Може бути застосований в енергетиці, промисловості, сільському господарстві, комунально-побутовій сфері, а також у транспорті.

Тепловий акумулятор можна класифікувати за такими ознаками (рис. 2.1) [34, 35]:

1. За типом акумуляуючого середовища:

- прямого акумуляування (теплоакумуляуючий матеріал є одночасно і теплообмінним середовищем);
- непрямого акумуляування (енергія акумуляується за допомогою теплообміну або у результаті масообміну).

Теплоакумуляуючий матеріал може бути твердим або рідким (процес може протікати без фазового переходу, з фазовим переходом: тверде тіло–тверде тіло, тверде тіло–рідина або рідина–пар).

2. За способом акумуляування:

- тепловий акумулятор з твердим теплоакумуляуючим матеріалом або теплоємнісного типу;
- рідинні теплові акумулятори або ємнісні баки-акумулятори;
- тепловий акумулятор із фазовим переходом. При зміні агрегатного стану теплоакумуляуючого матеріалу, яке супроводжується виділенням і поглинанням прихованої теплоти фазового переходу;
- парові теплові акумулятори;
- термохімічні теплові акумулятори.

Процеси акумуляування засновані на ендо- й екзотермічних оборотних хімічних реакціях або на явищі адсорбції-десорбції.

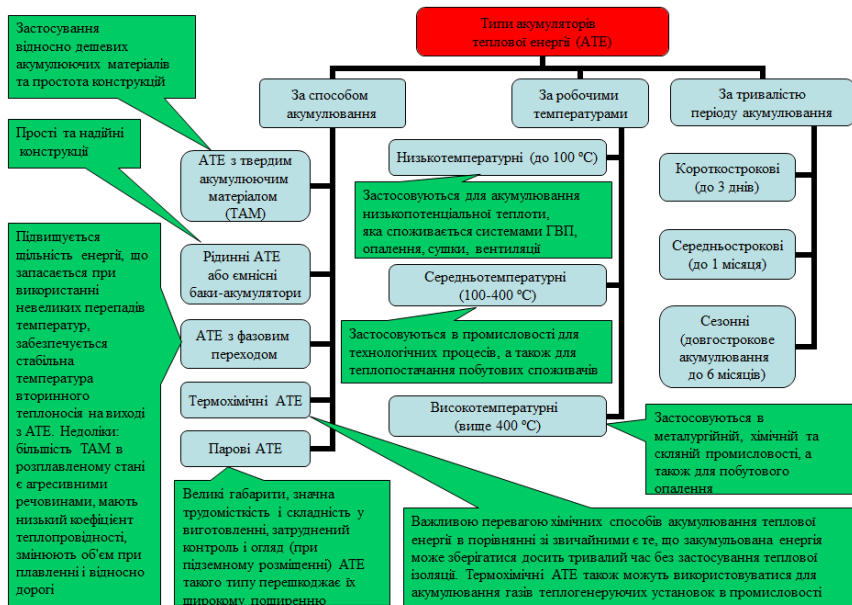


Рисунок 2.1 – Аналіз АТЕ

3. За робочими температурами, що умовно можна розділити на три групи:

- низькотемпературні (до 100 °C): застосовуються для акумулявання низькопотенціальної теплоти, яка споживається системами гарячого водопостачання, опалення, сушки, вентиляції;

- середньотемпературні (100–400 °C): в основному, застосовуються в промисловості для технологічних процесів, а також можуть використовуватися для теплопостачання побутових споживачів;

- високотемпературні (понад 400 °C): можуть застосовуватися в металургійній, хімічній та скляній промисловості, а також для побутового опалення (електротеплові акумулятори).

4. За масштабами застосування:

- місцеві;
- центральні.

5. За тривалістю періоду акумулювання:
- короткострокові (1–2 доби);
 - середньострокові (до одного місяця);
 - сезонні (довгострокове акумулювання до шести місяців).

2.3 Оптимальна ємність накопичувача для інтегрованих систем електрозабезпечення

Інтенсивний розвиток відновлюваної енергетики, особливо сонячних електричних станцій (СЕС) і вітрових електричних станцій, створює ризики порушення балансової надійності енергосистеми. Для забезпечення подальшого зростання частки ВДЕ, необхідно збільшити обсяг первинного та вторинного регулювання і резерву заміщення.

Необхідність розвитку сфери використання систем акумулювання електроенергії необхідно у першу чергу, через світову тенденцію до збільшення попиту на електроенергію та кількості об'єктів електрогенерації з відновлюваних джерел.

При злагодженій роботі, електроакумулюючі системи сприятимуть стабільному функціонуванню енергосистеми, зменшенню дисбалансів у мережі, викликаних нерівномірними навантаженнями від споживачів, і збереженню темпів введення об'єктів відновлюваної електроенергетики.

Використання ВДЕ має ряд позитивних якостей, які забезпечують їх активний розвиток. Зокрема можна визначити: відсутність екологічних забруднень у ході експлуатації, повсемісне використання, мала необхідність у технічному обслуговуванні й інші. Поряд із позитивними властивостями є ряд недоліків, основним з яких є недостатня прогнозованість обсягів генерації в залежності від часу та вплив на безпеку електропостачання [28–30]. Але інтегрувавши в систему генерувальної установки НЕ, можна суттєво зменшити негативний вплив фактору непрогнозованої генерації [31–33]. Застосування НЕ допомагає накопичувати надлишки, які

генеруються ВДЕ та використовувати накопичену енергію у моменти дефіциту та/або відсутності генерації від ВДЕ [34].

Інтеграція НЕ, на базі АБ, у структуру схем СЕС є перспективним напрямком, оскільки дає можливість вирішити ряд проблем, які виникають в об'єднаній енергетичній системі (ОЕС) під впливом роботи у ній СЕС.

У першу чергу, акумулювання електричної енергії дає змогу коригувати графік вихідної потужності, відповідно до потреб інших споживачів оператора системи розподілу (ОСР), до мереж якого підключено СЕС. При встановлені НЕ до структури СЕС, збільшується встановлена потужність маневрених потужностей регіону, які є невід'ємною частиною ОЕС, у вигляді гідро та тепло електричних станцій (частково маневрені), ГАЕС, газотурбінних установок.

Для оператора ОЕС наявність СЕС дає змогу уникнути недовідпуску електроенергії у періоди, коли ОСР встановлює граничні межі максимальної потужності. Також з'являється можливість у виставленні мінімальної потужності СЕС у точці приєднання до мереж ОСР. Керування величиною потужності прямо впливає на рівень напруги в точці приєднання. Тобто інтегрування НЕ до структури електроустановок СЕС дає можливість керування такого показника якості електроенергії, як відхилення напруги.

Використання НЕ з керованими інверторами, які описано, дасть можливість керувати рівнем коефіцієнта потужності у точці приєднання СЕС.

Питання гарантованого забезпечення постачання електричної енергії споживачу, яке працює в автономній системі ВДЕ-НЕ-споживач, є основним критерієм при виборі встановлених потужностей генератора на основі ВДЕ й ємності НЕ [35]. Також застосування НЕ дає можливість знизити коливання напруги в системі ВДЕ-споживач [36, 37].

У результаті аналізу параметрів сучасних НЕ, АБ різних типів, з урахування питомого показника енергоємності 30–400 Вт·год/кг та кількості життєвих циклів 500–1200, можна вважати найбільш придатними

для тривалого використання у системі ВДЕ-НЕ-споживач. Одним із шляхів вирішення завдання забезпечення гарантованого електропостачання є вибір такого НЕ, який забезпечить накопичення всього надлишку енергії, згенерованої ВДЕ та спожитої навантаженням [38, 39]. Важливою властивістю системи ВДЕ-НЕ-споживач є постійна наявність надлишку генерації, яку можна використати у період дефіциту та/або відсутності генерації від ВДЕ. Визначення параметрів НЕ для покриття потреб автономного споживача є достатньо важливим і у той же час недостатньо опрацьованим питанням. Тому актуальним питанням залишається використання НЕ у складі *ЕН* [40], який має власні НЕ та взаємодіє з енергосистемою на різних ринкових умовах [41].

Необхідно враховувати, що існують обмеження, які не дають можливості використати всі 100 % закумульованої енергії в АБ, що обумовлено типом накопичувача [42].

Заряд кожної АБ можна розділити на дві умовні частини. Перша частина це номінальний рівень максимально допустимого розряду (глибина розряду) – *MDOD (maximum depth of discharge)* для певного типу АБ, який є відносною величиною та для більшості типів сучасних АБ $MDOD = 0,7 \div 0,8$. Всі виробники АБ у технічних паспортах свого обладнання вказують *MDOD*, як ступінь розряду при якій АБ пропрацює найменшу кількість циклів заряд/розряд. Тобто при розряді глибшому за *MDOD* швидкість зносу АБ збільшується. Логічно буде стверджувати, що існує певна відносна величина мінімального ступеню заряду АБ, який повинен постійно зберігатись в АБ *MSOC (minimum state of charge)*. Отже для кожного окремого типу АБ можна записати вираз:

$$MSOC + MDOD = 1. \quad (2.1)$$

Числове вираження енергії, яка міститься в АБ, можна визначити арифметичним множенням значення ємності АБ на значення напруги між її клемми. Зазвичай для АБ використовують визначення номінальної

ємності, та подають її в «А-год». Тому в процесі експлуатації зручніше оперувати не ємністю АБ, а її зарядом. У залежності від режимів експлуатації, які постійно змінюються (заряд–розряд), значення заряду, тобто кількість закумульованої енергії, змінюється. Оскільки в кожен момент часу, ми будемо мати різні значення електричного заряду (А-год), його можна чисельно виразити через безрозмірну величину *SOC (state of charge)* – відношення поточного заряду АБ до її номінальної ємності. Поряд із *SOC* існує величина *DOD (depth of discharge)* – відношення ступеню розряду АБ до її номінальної ємності. Тобто у кожен момент часу АБ можна описати виразом

$$SOC(t) + DOD(t) = 1. \quad (2.2)$$

З формули (2.2) випливає, що повністю заряджений АБ відповідає значення $SOC(t)=1$ та $DOD(t)=0$. А повністю розряджений АБ – $SOC(t)=0$ та $DOD(t)=1$.

З вищесказаного видно, що існує діапазон ступенів заряду АБ в якій вона буде працювати без збоїв, назовемо її *NRM (normal run mode)*. *NRM* є діапазоном від повного заряду АБ до *MSOC*, що можна описати наступним чином

$$NRM \in [MSOC; 1]. \quad (2.3)$$

Тобто у чисельному виразі *NRM* можна визначити як

$$NRM = 1 - MSOC = MDOD. \quad (2.4)$$

Зміну SOC на послідовних інтервалах часу з тривалістю ΔT можна виразити залежністю

$$SOC(t) = SOC(t-1) + \frac{A_{RES}(t) - \left[A_{load}^{DC}(t) + \frac{A_{load}^{AC}(t)}{\eta_{inv}} \right]}{V_{bat} C_{bat}}, \quad (2.5)$$

де $A_{RES}(t)$ – обсяг енергії, виробленої ВДЕ;

$A_{load}^{DC}(t)$ – обсяг енергії, спожитий навантаженням (верхні індекси DC та AC застосовуються до постійного та змінного струмів відповідно);

η_{inv} – ККД інвертора;

V_{bat} – напруга на клеммах масиву АБ;

C_{bat} – ємність масиву АБ.

Необхідно зазначити, що підібрана ємність масиву АБ, на всьому циклі роботи, при безперебійному постачанні електричної енергії навантаженню, повинна перебувати в зарядженому стані.

Це твердження можна представити виразом

$$\forall SOC(t) = MSOC. \quad (2.6)$$

При цьому стан АБ можна описати залежністю критерієм інваріантності SOC

$$SOC(t_0) = SOC(t_T). \quad (2.7)$$

У залежності (2.7) t_0 – початок періоду роботи ВДЕ з АБ, тобто початок розрахункового циклу. З урахуванням формули (2.7) залежність (2.5) буде мати вигляд

$$SOC(t_T) = SOC(t_0) + \frac{A_{RES}(t) - \left[A_{load}^{DC}(t) + \frac{A_{load}^{AC}(t)}{\eta_{inv}} \right]}{V_{bat} C_{bat}}. \quad (2.8)$$

При цьому умова (2.7), з урахуванням (2.8), дає залежність

$$\sum_{t=t_0}^{t_T} \left\{ A_{RES}(t) - \left[A_{load}^{DC}(t) + \frac{A_{load}^{AC}(t)}{\eta_{inv}} \right] \right\} = 0. \quad (2.9)$$

Залежність (2.9) дає можливість визначити необхідне значення $A_{RES}(t)$ для ВДЕ й обрати відповідні технічні засоби його реалізації відповідно до потреб живлення навантаження споживачів електричною енергією.

Тобто з використанням залежності (2.9) можна визначити у даному випадку кількість фотоелектричних панелей певного типу, які забезпечать виробництво електричної енергії, обсяг якої обумовлює її споживання.

Оскільки $A_{RES}(t)$ змінюється випадковим чином, енергія, яку накопичує/віддає АБ може бути визначена, коли рівність (2.9) у залежності (2.7) не виконується, тобто утворюється надлишок/дефіцит електричної енергії виробленої ВДЕ. Енергія $A_{RES}(t)$, яку накопичує/віддає АБ, може бути визначена відповідно до (2.9) залежністю

$$A_{bat}(t) = A_{RES}(t) - A_{load}^{DC}(t) + \frac{A_{load}^{AC}(t)}{\eta_{inv}}. \quad (2.10)$$

Залежність (2.10) дає можливість визначити ємність АБ, якщо вона є постійною величиною, шляхом ділення правої та лівої частин цієї залежності на $V_{bat} C_{bat}$. Однак, за результатами досліджень (ресурс), відомо,

що в залежності від зарядного струму (I^+) АБ буде мати різну ємність; у залежності від стану зарядженості $SOC(t)$, на клеммах масиву АБ напруга буде змінюватись. Змінюється ємність АБ також під дією температури навколишнього середовища та терміну експлуатації – деградації активних речовин АБ.

Для подальшого використання залежності (2.10) необхідно знехтувати факторами впливу на результат непостійності значення ємності АБ. Для цього замість ємності АБ будемо розглядати кількість енергії, яку містить АБ. Оцінку кількості цієї енергії будемо здійснювати шляхом визначення заряду АБ – $Q(t)$.

Обсяг енергії, яку містить масив АБ у кожен момент часу, можна розглядати як залежний від величини $SOC(t)$. При цьому в чисельному виразі

$$Q(t) = C_{bat} SOC(t). \quad (2.11)$$

У формулі (2.11) під C_{bat} мається на увазі поточне значення ємності АБ, яке неможливо визначити в процесі роботи.

У кожен момент часу заряд АБ буде визначатися як сума двох складових – заряду АБ на початку роботи $Q(t_0)$ та всієї енергії, яку накопичено в АБ на поточний момент часу. При цьому з урахуванням формул (2.8) та (2.10) можна отримати наступну залежність

$$Q(t) = Q(t_0) + \sum_{t=t_i}^{t_f} \frac{A_{bat}}{V_{bat}}. \quad (2.12)$$

Значення $Q(t)$ в залежності (2.12) має бути більшим $Q(t_0)$, що відповідає виключно зарядженому стану АБ. Досягти виконання цієї умови можливо відповідним чином вибираючи значення $Q(t_0)$.

Протягом всього періоду роботи ВДЕ, залежно від обсягу виробленої енергії, значення заряду АБ згідно з формулою (2.12) може змінюватись від Q_{\min} до Q_{\max} . Ці значення можна визначити з всього обчисленого ряду значень наступним чином

$$Q_{\min} = \min[Q(t)], \quad Q_{\max} = \max[Q(t)], \quad t = [t_1, t_2 \dots t_T]. \quad (2.13)$$

Оскільки значення Q_{\min} має бути позитивним (за умовою постійно зарядженого масиву АБ), мінімальний заряд і значення робочого діапазону, обраного в результаті C_{bat} , повинно відповідати наступним умовам

$$Q_{\min} \geq DODC_{bat}, \quad (2.14)$$

$$Q_{\max} - Q_{\min} \geq NRM C_{bat}. \quad (2.15)$$

З урахуванням формул (2.14) та (2.15) отримуємо двокритеріальне рівняння

$$C_{bat} \geq \max \left[\frac{Q_{\max} - Q_{\min}}{NRM}, \frac{Q_{\min}}{MSOC} \right]. \quad (2.16)$$

Розрахунок відповідно до залежності (2.16) можливо виконати за наявності графіка електричного навантаження споживачів і прогнозних/статистичних даних щодо генерації електричної енергії ВДЕ. Розрахунок необхідно виконати для характерних періодів використання комплексу ВДЕ–АБ – залежно від пори року, робочого та вихідного днів, тощо. Особливу увагу слід приділити забезпеченню умови обмеження значення струму заряду/розряду АБ. Значення ємності АБ за результатами проведених розрахунків має задовольняти всім обраним періодам використання комплексу ВДЕ–АБ.

Висновки до розділу 2

На основі літературних джерел проведено аналіз об'єктів накопичення та зберігання енергії, розглянуто основні характеристики накопичувачів різних типів: хімічних, електромагнітних, теплових, механічних і гідроакумуючих. Проведено порівняння різних методів, із метою забезпечення базових уявлень про відмінності кожної технології.

Використання термохімічних теплових акумуляторів ґрунтується на принципі виникнення хімічного потенціалу в результаті оборотної хімічної реакції в нерівноважному стані [26, 43]. Важливою перевагою хімічних способів акумуляції теплової енергії, у порівнянні зі звичайними, є те, що закумульована енергія може зберігатися досить тривалий час без вживання теплової ізоляції. Акумулювання теплової енергії з використанням термохімічних реакцій і сорбційних процесів розглянуто в [44].

Систематизовано та викладено у вигляді класифікаційної схеми різні типи акумуляторів накопичення та зберігання енергії. На основі запропонованої класифікації об'єктів накопичення та зберігання енергії, розглянуто основні характеристики накопичувачів різних типів.

Запропоновано підхід щодо визначення ємності накопичувача в структурі інтергованих систем, що дає можливість виконати розрахунок без наявної інформації щодо початкової ємності акумулятора.

З ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ІНТЕГРОВАНОЇ СИСТЕМИ КОМПЛЕКСНОГО ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

3.1 Формування цільових функцій й обмежень задачі

Метою цього розділу є демонстрація можливих застосувань та основних характеристик розроблених моделей оптимізації. На основі реалістичних припущень, доцільно розробити модель системи комплексного енергозабезпечення споживачів, у вигляді *ЕН*, який забезпечує потребу споживачів у всіх видах енергії. Виділення окремих *ЕН*s у мережі дає змогу сформулювати процедуру оптимізації, яка мінімізує загальні витрати на енергозабезпечення та визначає оптимальні значення потокорозподілу енергій, потужності основних і резервних генерувальних та накопичувальних пристроїв.

Розглянемо процес побудови оптимізаційної функції для *ЕН* з використанням моделі *ЕН*, запропонованої у [45]. Ціллю системи комплексного енергозабезпечення є такий режим її функціонування, коли в повному обсязі забезпечуються потреби споживачів в енергоносіях при максимально ефективних фінансових показниках роботи, тобто мінімальних витратах на купівлю енергоносіїв.

Згідно підходу, запропонованого у [45], сформулюємо ЦФ та обмеження оптимізаційної моделі. ЦФ буде мати такий вигляд:

$$\sum_{k=0}^{T-1} \mathbf{c}(k) \mathbf{P}(k) \rightarrow \min, \quad (3.1)$$

де $\mathbf{c}(k)$ – тарифи на електроенергію, теплову енергію та газ на ринку за k -й інтервал часу (годину), грн/кВт·год;

$\mathbf{P}(k)$ – обсяг покупки електроенергії, теплової енергії та газу на ринку за k -й інтервал часу (годину), кВт·год.

Баланс надходження та споживання енергоресурсів задаємо у вигляді обмежень. Перетворення різних видів енергоресурсів представимо за допомогою матриці перетворення Θ . Також у рівняннях балансу враховано можливість накопичувати енергію. Із врахуванням підходів запропонованих у [45], обмеження мають вигляд:

$$\begin{aligned}
 \mathbf{E}(k+1) &= \mathbf{E}(k) + \mathbf{A}^{ch} \mathbf{Q}^{ch}(k) - \mathbf{A}^{dis} \mathbf{Q}^{dis}(k) - \mathbf{E}_L, \\
 \mathbf{L}(k) &= \Theta \mathbf{P}(k) - \mathbf{Q}^{ch}(k) + \mathbf{Q}^{dis}(k), \\
 \mathbf{P}(k)^{\min} &\leq \mathbf{P}(k) \leq \mathbf{P}(k)^{\max}, \\
 0 \leq Q_i^{ch}(k) &\leq \delta_i^{ch}(k) Q_i^{\max}(k) \quad i=1, \dots, M, \\
 0 \leq Q_i^{dis}(k) &\leq \delta_i^{dis}(k) Q_i^{\max}(k) \quad i=1, \dots, M, \\
 \delta_i^{ch}(k) + \delta_i^{dis}(k) &\leq 1 \quad i=1, \dots, M, \\
 \mathbf{E}(k)^{\min} &\leq \mathbf{E}(k) \leq \mathbf{E}(k)^{\max}, \\
 \mathbf{E}_0 &= \mathbf{E}_T,
 \end{aligned} \tag{3.2}$$

де \mathbf{P} – вектор-стовпець, що представляє вхідні енергетичні потоки (рівні споживання кожного енергоресурсу);

\mathbf{L} – вектор-стовпець, що представляє вихідні енергетичні потоки (споживання);

Θ – матриця перетворення типів енергії (містить 0 при неможливості перетворення або значення коефіцієнтів перетворення);

$\mathbf{P}^{\min}, \mathbf{P}^{\max}$ – вектори-стовпці, що представляють обмеження на мінімальні та максимальні рівні енергетичних потоків, визначається номінальною потужністю та навантажувальною здатністю елементів;

$\mathbf{Q}^{ch}, \mathbf{Q}^{dis}$ – вектори-стовпці, що представляють обмін енергією з пристроями накопичення енергії;

$\mathbf{A}^{ch}, \mathbf{A}^{dis}$ – діагональні матриці ККД накопичувачів різних видів енергії;

\mathbf{E} – вектор, що містить рівень накопиченої енергії в накопичувачах;

E_L – вектор, що містить значення втрат енергії в накопичувачах за одиницю часу;

E_0 – вектор, що містить рівень накопиченої енергії в накопичувачах в початковий момент часу для $k = 0$;

Q_i^{\max} – ємність накопичувачів енергії;

$\delta_i^{ch}, \delta_i^{dis}$ – додаткові бінарні змінні, які введені для реалізації обмеження на неможливість одночасного накопичення та використання енергії з накопичувачів (неможливості заряду та розряду в один інтервал часу).

Покажемо застосування представленої моделі для окремих типових структур EHs .

3.2 Оптимізація енергозабезпечення комплексу багатоповерхових житлових будинків

Розглянемо процес побудови оптимізаційної функції для EH , що забезпечує енергією комплекс багатоповерхових житлових будинків. Наведений EH містить п'ять установок: система сонячного теплопостачання, КГУ, котельня, електричний бойлер і СЕС; та чотири потоки енергії на вході: сонячна й електрична енергії, природний газ, паливні пелети (рис. 3.1). Кожна з п'яти установок характеризується своїми ККД (ефективністю перетворення одного виду енергії в інший) [46].

Проаналізуємо можливі джерела надходження енергії в EH , а також споживачів цієї енергії. Електрична енергія може надходити з енергосистеми через понижувальний трансформатор 10/0,4 кВ, а також генеруватися сонячними панелями та КГУ на газовому та твердому паливі. Теплова енергія для системи опалення може генеруватися котельнею на газовому та твердому паливі й електричним бойлером. Для потреб гарячого водопостачання енергія генерується сонячними колекторами та КГУ на

газовому та твердому паливі. Споживачами енергії є побутові споживачі електроенергії L_{El} , системи опалення L_{HW} та гарячого водопостачання L_{Heat} . Акумулявання енергії може відбуватися в електричних АБ. Гаряча вода може накопичуватися в теплоізольованих баках [46].

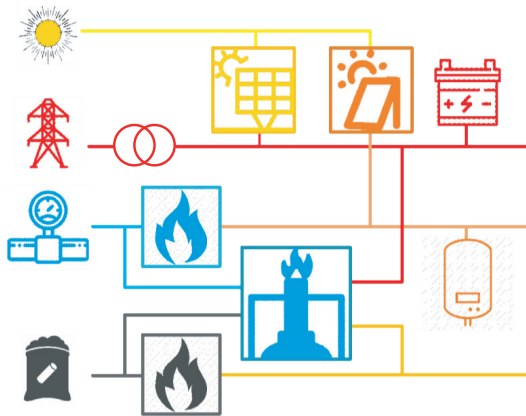


Рисунок 3.1 – Структура EH для комплексу багатопверхових житлових будинків

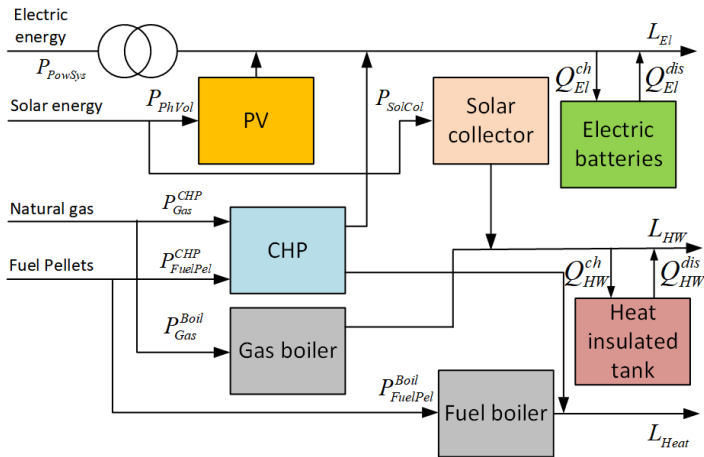
Побудуємо матриці \mathbf{P} , \mathbf{L} , $\mathbf{\Theta}$, \mathbf{Q}^{ch} , \mathbf{Q}^{dis} , \mathbf{A}^{ch} , \mathbf{A}^{dis} для обраного об'єкту, такого, як комплекс багатоквартирних будинків. Використовуючи вищезазначені міркування, отримуємо таку матрицю [47]:

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} P_{PowSys} \\ P_{PhVol} \\ P_{Gas}^{CHP} \\ P_{Gas}^{Boil} \\ P_{FuelPel}^{CHP} \\ P_{FuelPel}^{Boil} \\ P_{SolCol} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{L} = \begin{bmatrix} L_{El} \\ L_{Heat} \\ L_{HW} \end{bmatrix}.$$

Електроенергія надходить від електричної мережі через розподільний трансформатор P_{PowSys} . Сонячна енергія перетворюється у ФЕС P_{PhVol} та в сонячному колекторі P_{SolCol} . Природний газ використовується в КГУ на газовому паливі P_{Gas}^{CHP} та у газовому котлі P_{Gas}^{Boil} . Паливні пелети

використовуються в КГУ на пелетах $P_{FuelPel}^{CHP}$ та твердопаливному котлі $P_{FuelPel}^{Boil}$. Споживачами енергетичних потоків на виході ЕН є побутові споживачі електроенергії L_{El} , система тепlopостачання L_{Heat} та система гарячого водопостачання L_{HW} .

Енергетичні потоки в хабі показано на рис. 3.2 [48].



Electric energy (електрична енергія); *Solar energy* (енергія сонця); *Natural gas* (природний газ); *Fuel pellets* (паливні пелети); *PV* – *Photovoltaic* (ФЕС); *CHP* – *combined heat and power* (КГУ); *Gas boiler* (газовий котел); *Solar collector* (сонячний колектор); *Fuel boiler* (твердопаливний котел); *Electric batteries* (електричні батареї); *Heat insulated tank* (теплоізований резервуар)

Рисунок 3.2 – Функціональна схема ЕН для енергозабезпечення комплексу багатоповерхових житлових будинків

Трансформатор характеризується електричним ККД η_{Tr} . Фотоелектрична панель перетворює сонячну енергію в електрику з ефективністю η_{PhVol} . Сонячний колектор перетворює сонячну енергію в теплоносій для гарячої води з ефективністю η_{SolCol} . КГУ на природному газі перетворює природний газ в електроенергію та тепло для систем опалення; вона характеризується ефективністю газоелектричних і газових систем $\eta_{CHP.El}^{Gas}$ і $\eta_{CHP.Heat}^{Gas}$ відповідно. Котел перетворює природний газ у теплоносій

для нагріву гарячої води; він характеризується ефективністю газонагрівання води $\eta_{Boil.HW}^{Gas}$. Твердопаливний котел перетворює паливні пелети в теплоносії для систем опалення; він характеризується ефективністю $\eta_{Boil.Heat}^{FuelPel}$ [49].

Матриця перетворення енергії:

$$\Theta = \begin{bmatrix} \eta_{Tr} & \eta_{PhVol} & \eta_{CHP.El}^{Gas} & 0 & \eta_{CHP.El}^{FuelPel} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \eta_{CHP.Heat}^{Gas} & 0 & \eta_{CHP.Heat}^{FuelPel} & \eta_{Boil.Heat}^{FuelPel} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \eta_{Boil.HW}^{Gas} & 0 & 0 & \eta_{SolCol} \end{bmatrix}.$$

Накопичення електричної енергії може відбуватися в електричних батареях Q_{El}^{ch} . Вода для гарячого водопостачання може накопичуватися в теплоізольованих резервуарах Q_{HW}^{ch} . Використання накопиченої електроенергії для живлення споживачів характеризується величиною Q_{El}^{dis} , аналогічно для накопиченої гарячої води використовується величина Q_{HW}^{dis} [50].

$$Q^{ch} = \begin{bmatrix} Q_{El}^{ch} \\ 0 \\ Q_{HW}^{ch} \end{bmatrix}, \quad Q^{dis} = \begin{bmatrix} Q_{El}^{dis} \\ 0 \\ Q_{HW}^{dis} \end{bmatrix}.$$

Також вводимо діагональну матрицю A^{ch} для ефективності зарядки кожного накопичувального пристрою та діагональну матрицю A^{dis} для ефективності використання накопиченої енергії [51]:

$$A^{ch} = \begin{bmatrix} \eta_{El}^{ch} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \eta_{HW}^{ch} \end{bmatrix}, \quad A^{dis} = \begin{bmatrix} \frac{1}{\eta_{El}^{ch}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{\eta_{HW}^{ch}} \end{bmatrix}.$$

Поетапна реалізація рішень на основі результатів оптимізації допоможе насамперед забезпечити мінімальні витрати на придбання енергії з зовнішніх джерел енергії та збільшить ефективність роботи системи електропостачання шляхом раціоналізації споживання енергії, мінімізації втрат енергії, забезпечення високого рівня надійності й якості.

Для оцінки особливостей результатів оптимізації, які можна отримати за допомогою розглянутої моделі, було виконано моделювання процесу енергозабезпечення житлового комплексу протягом періоду в 24 години. Максимальні значення потужностей джерел енергії, які було використано в моделюванні, представлено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Максимальні значення потужностей джерел енергії в модельованому ЕН

Розподільний трансформатор, кВ·А	ФЕС, кВт	Газова КГУ, кВт	Газовий котел, кВт	КГУ на пелетах, кВт	Котел на пелетах, кВт	Сонячний колектор, кВт
630	450	3000	700	3000	1000	350

Графіки споживання електроенергії, а також графіки потужностей, які характеризують потреби на опалення та гарячого водопостачання показано рис. 3.3.

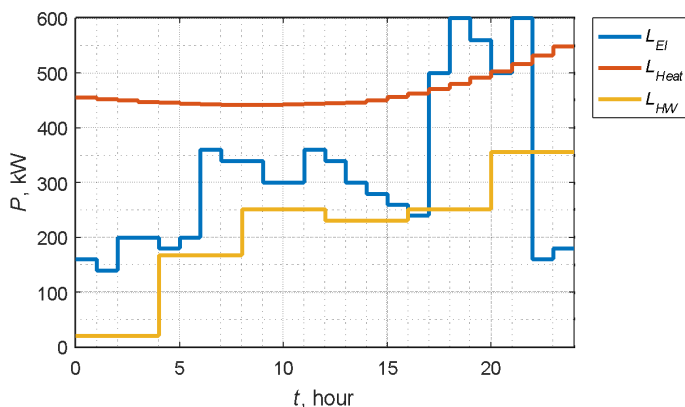


Рисунок 3.3 – Потік вихідної потужності

Значення коефіцієнтів ефективності перетворення енергії в елементах *ЕН* представлено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Значення коефіцієнтів ефективності перетворення енергії в елементах *ЕН*

	Електрична мережа	ФЕС	Газова КГУ	Газовий котел	КГУ на пелетах	Котел на пелетах	Сонячний колектор
Електрична енергія	0,95	0,15	0,32	0	0,31	0	0
Тепло	0	0	0,45	0	0,42	0,8	0
Гаряча вода	0	0	0	0,84	0	0	0,78

Розглянуто різні варіанти функціонування *ЕН*, які зокрема передбачають можливість продавати надлишок згенерованої електроенергії на ринку та застосування акумуляторів електроенергії різної ємності.

Оптимізація виконана з використанням пакету *Optimization Toolbox* в середовищі *MatLab*. Застосовано метод змішаного цілочисельного лінійного програмування [52].

На рис. 3.4 показано результати оптимізації споживання енергії у випадку неможливості продати надлишкову вироблену електроенергію на ринку та відсутність НЕ.

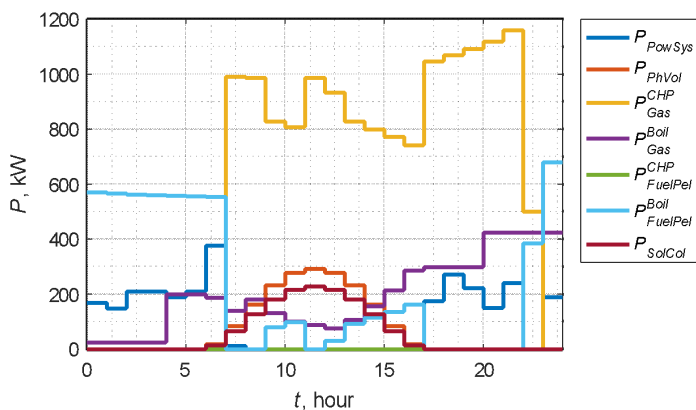


Рисунок 3.4 – Потік вхідної потужності для першого дослідження

Рис. 3.5 показує потоки енергії для випадку продажу надлишку згенерованої електроенергії на ринку та наявності у складі EH акумуляторів електроенергії ємністю 1000 кВт·год.

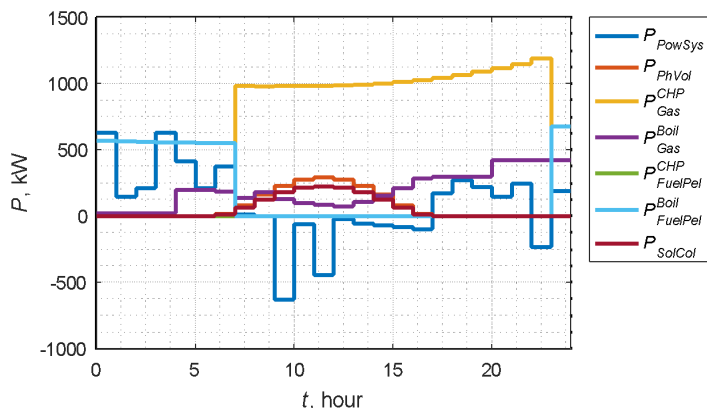


Рисунок 3.5 – Потік вхідної потужності для другого дослідження

Графіки накопиченої енергії в акумуляторах показано на рис. 3.6. У випадку наявності акумуляторів, видно, що в години мінімуму попиту на електроенергію, коли ціна на електроенергію мінімальна, відбувається накопичення електроенергії, а у години пікового споживання – електроенергія інтенсивно споживається з акумуляторів [52].

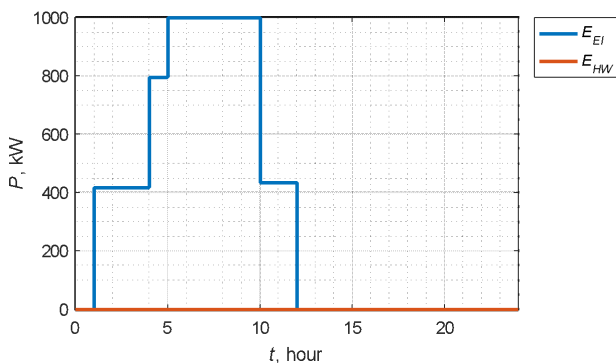


Рисунок 3.6 – Енергія, що зберігається в накопичувальних пристроях для другого дослідження

Також із графіка на рис. 3.6 видно, що за розглянутий період не було необхідності використовувати накопичувач гарячої води.

На рис. 3.7 показано графік накопиченої енергії за відсутності можливості продавати надлишок згенерованої електроенергії на ринку.

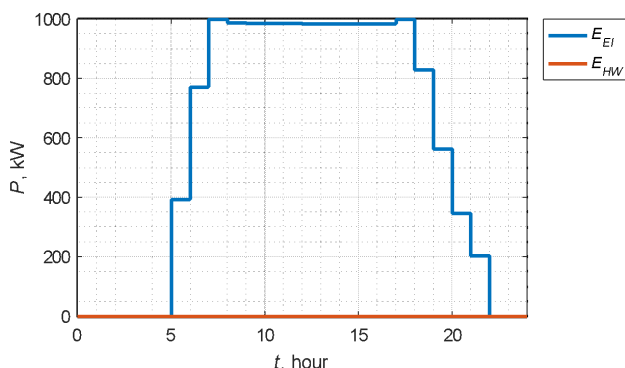


Рисунок 3.7 – Енергія, що зберігається в накопичувальних пристроях, у випадку неможливості продати надлишкову вироблену електроенергію на ринку

Таблиця 3.3 показує результати оптимізації витрат коштів на енергоресурси для різних варіантів моделювання.

Таблиця 3.3 – Витрати коштів на енергоресурси, грн/добу

	Не виконується продаж електроенергії в мережу	Виконується продаж електроенергії в мережу
Електричні акумулятори відсутні	22 178	21 564
Електричні акумулятори ємністю 250 кВт·год	21 945	21 340
Електричні акумулятори ємністю 1000 кВт·год	21 270	20 666

Результати оптимізації для розглянутих випадків вказують на те, що використання НЕ дає змогу зменшити витрати на енергоресурси на 5–15 %, залежно від наявності можливості продавати електроенергію в мережу.

3.3 Оптимізація енергозабезпечення аграрного підприємства з використанням наявних джерел надходження біомаси

Представимо модель функціонування ІПС аграрного підприємства, яка має на меті якомога повно використовувати власні джерела енергії для забезпечення потреб споживачів. Основними енергоносіями, які споживаються на підприємстві є електроенергія для забезпечення роботи технологічного обладнання, систем освітлення, вентиляції та побутових потреб персоналу, та гаряча вода для системи опалення та побутових потреб. Для отримання цих енергоносіїв використовуються такі джерела: електроенергія може купуватися з енергосистеми, генеруватися вітрогенераторами, які встановлено на території підприємства, та генеруватися на двох КГУ, одна з яких працює на біогазі, а інша на твердій біомасі; гаряча вода для системи опалення одержується на КГУ. Підприємство веде закупівлю електроенергії на ринку з погодинними цінами, також є можливість продавати надлишок згенерованої електроенергії на ринку. Джерелом надходження біогазу є біогазовий генератор, який працює на відходах тваринництва. Біогазовий генератор не передбачає можливості з накопичення суттєвих об'ємів біогазу, тому бажано одразу ж спалювати весь обсяг газу згенерований за добу. Біомаса є відходами рослинництва, що залишаються після збору урожаю (наприклад, солома) та може зберігатися протягом тривалого часу для використання у холодний період року [53].

Споживання електроенергії характеризується максимальним навантаженням у денний період доби та незначною сезонністю. Споживання гарячої води на опалення корелюється з середньодобовою температурою навколишнього повітря.

Ціллю системи енергопостачання аграрного підприємства є такий режим її функціонування, коли у повному обсязі забезпечуються потреби споживачів в енергоносіях при максимально ефективних фінансових показниках роботи, тобто максимальна різниця між виручкою за проданою

та закупленою на ринку електроенергією, оскільки інші енергоресурси підприємство не купує [54].

Сформулюємо ЦФ та обмеження оптимізаційної моделі. ЦФ буде мати такий вигляд

$$\sum_{k=0}^{T-1} c_{El}^S(k) P_{El}^S(k) - c_{El}^{In}(k) P_{El}^{In}(k) \rightarrow \max ,$$

де $c_{El}^S(k)$, $c_{El}^{In}(k)$ – вартість продажу та покупки електроенергії на ринку за k -й інтервал часу (годину), грн/кВт·год;

$P_{El}^S(k)$, $P_{El}^{In}(k)$ – обсяг продажу та покупки електроенергії на ринку за k -й інтервал часу (годину), кВт·год.

Баланс надходження та споживання енергоресурсів задаємо у вигляді обмежень. У рівняннях балансу враховано можливість накопичувати енергію (в електричних акумуляторах і теплоізованих баках із гарячою водою). Обмеження мають вигляд:

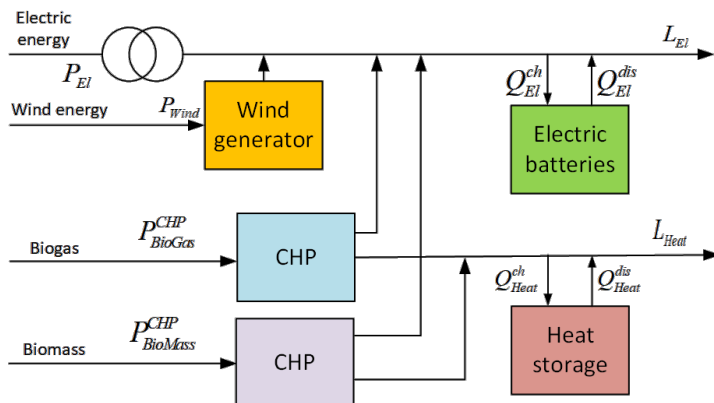
$$\begin{aligned} \mathbf{E}(k+1) &= \mathbf{E}(k) + \mathbf{A}^{ch} \mathbf{Q}^{ch}(k) - \mathbf{A}^{dis} \mathbf{Q}^{dis}(k) - \mathbf{E}_L, \\ \mathbf{L}(k) &= \mathbf{\Theta} \mathbf{P}^{In}(k) - \mathbf{Q}^{ch}(k) + \mathbf{Q}^{dis}(k) - \mathbf{P}^S(k), \\ \mathbf{P}(k)^{\min} &\leq \mathbf{P}^{In}(k) \leq \mathbf{P}(k)^{\max}, \\ \mathbf{P}(k)^{\min} &\leq \mathbf{P}^S(k) \leq \mathbf{P}(k)^{\max}, \\ 0 \leq Q_i^{ch}(k) &\leq \delta_i^{ch}(k) Q_i^{\max}(k) \quad i = 1, \dots, M, \\ 0 \leq Q_i^{dis}(k) &\leq \delta_i^{dis}(k) Q_i^{\max}(k) \quad i = 1, \dots, M, \\ \delta_i^{ch}(k) + \delta_i^{dis}(k) &\leq 1 \quad i = 1, \dots, M, \\ \mathbf{E}(k)^{\min} &\leq \mathbf{E}(k) \leq \mathbf{E}(k)^{\max}, \\ \mathbf{E}_0 &= \mathbf{E}_T. \end{aligned}$$

де \mathbf{P}^{In} – вектор-стовпець, що представляє вхідні енергетичні потоки (рівні споживання кожного енергоресурсу);

\mathbf{P}^S – вектор-стовпець, що представляє рівень проданої енергії в енергосистемі;

інші величини позначено як в (3.2).

Детально розглянемо *ЕН*, який показано на рис. 3.8 [55].



Electric energy (електрична енергія); *Wind energy* (енергія вітру); *Biogas* (біомаса); *Biomass* (біогаз); *Wind generator* (вітрогенератор); *CHP* – *combined heat and power* (КГУ); *Electric batteries* (електричні батареї); *Heat storage* (теплоізолюваний резервуар)

Рисунок 3.8 – Функціональна схема *ЕН* для енергозабезпечення аграрного підприємства

Він складається з трьох перетворювачів, чотирьох потоків енергії та накопичувачів. Перетворювачі: трансформатори 10/0,4 кВ, електрична система опалення та вітрова електростанція. Потoki енергії: біогаз, біомаса, енергія вітру, електрична енергія. Кожна з трьох установок характеризується своїм коефіцієнтом ефективності (ефективністю перетворення однієї форми енергії в іншу).

Проаналізуємо можливі джерела енергії в *ЕН*, а також споживачів енергії. Електроенергія може надходити з електромережі через понижуючі трансформатори 10/0,4 кВ, генеруватися вітрогенератором і КГУ на біогазі та біомасі. Тепло для системи опалення може вироблятися з біогазу та біомаси. Для цілей тепlopостачання енергія виробляється електричною системою опалення. Накопичення енергії може відбуватися в електричних батареях. Гаряча вода може накопичуватися в теплоізолюваних резервуарах [56].

Сформуємо матриці \mathbf{P} , \mathbf{L} , $\mathbf{\Theta}$, \mathbf{Q}^{ch} , \mathbf{Q}^{dis} , \mathbf{A}^{ch} , \mathbf{A}^{dis} для розглянутого об'єкта. Використовуючи вищезазначені міркування, отримуємо:

$$\mathbf{P}^{In} = \begin{bmatrix} P_{El}^{In} \\ P_{Wind} \\ P_{CHP}^{BioGas} \\ P_{CHP}^{BioMas} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{P}^S = \begin{bmatrix} P_{El}^S \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}, \quad \mathbf{L} = \begin{bmatrix} L_{El} \\ L_{Heat} \end{bmatrix}.$$

Потужність установок та енергетичні потоки на виході EH показано на рис. 3.8.

Трансформатор характеризується електричним ККД ϖ_{PowSys} . Вітрогенератор перетворює енергію вітру в електроенергію з ефективністю ϖ_{Wind} . КГУ на біогазі перетворює біогаз в електроенергію та тепло для системи опалення; вона характеризується ефективністю біогазо-електричної та біогазової системи опалення $\varpi_{CHP.El}^{BioGas}$ та $\varpi_{CHP.Heat}^{BioGas}$ відповідно. КГУ на біомасі перетворює біомасу в електроенергію, теплоносій для систем опалення; він характеризується ефективністю біогазо-електричної та біогазової системи опалення $\varpi_{CHP.El}^{BioMas}$ та $\varpi_{CHP.Heat}^{BioMas}$ відповідно [57].

Матриця перетворення енергії:

$$\mathbf{\Theta} = \begin{bmatrix} \varpi_{PowSys} & \varpi_{Wind} & \varpi_{CHP.El}^{BioGas} & \varpi_{CHP.El}^{BioMas} \\ 0 & 0 & \varpi_{CHP.Heat}^{BioGas} & \varpi_{CHP.Heat}^{BioMas} \end{bmatrix}.$$

Коефіцієнти, що входять у матрицю перетворення енергоресурсів характеризують процеси в окремих енергоустановках і визначаються за такими формулами [58]

$$\begin{aligned} \varpi_{CHP.El}^{BioGas} &= q_f^{BioGas} \eta_{Gen} \eta_{El}^{BioGas} k_T k_{Load}, \\ \varpi_{CHP.Heat}^{BioGas} &= q_f^{BioGas} \eta_{Gen} \eta_{El}^{BioGas} k_T k_{Load} k_{Heat/El}, \\ \varpi_{CHP.El}^{BioMas} &= q_f^{BioMas} \eta_{Gen} \eta_{El}^{BioMas} k_T k_{Load}, \\ \varpi_{CHP.Heat}^{BioMas} &= q_f^{BioMas} \eta_{Gen} \eta_{El}^{BioMas} k_T k_{Load} k_{Heat/El}, \end{aligned}$$

$$\varpi_{Wind} = \eta_{Gen} \eta_{Mech} \eta_{Conv} \xi,$$

$$\varpi_{PowSys} = \eta_{DistTr},$$

де q_f^{BioGas} – значення питомої теплоти, що виділяється при повному згоранні біогазу, Дж/м³, яке залежить від джерел (басейнів/родовищ) його видобутку, числові значення теплоти згорання палива можна отримати від міжнародного енергетичного агентства (IEA);

η_{Gen} – ККД електрогенератора (синхронного або асинхронного), в.о., допустимо приймати близьким до значення 0,87–0,9;

η_{El}^{BioGas} – ККД електричний, в.о., при повному згоранні біогазу;

k_T – коефіцієнт, який відображає залежність ККД КГУ від температури оточуючого повітря, в.о., – чим вища температура, тим нижче значення ККД КГУ;

k_{Load} – коефіцієнт, який відображає залежність ККД КГУ від рівня завантаження, в.о., – чим більше завантажена КГУ, тим вище значення ККД КГУ;

$k_{Heat/El}$ – співвідношення згенерованої теплової енергії до електричної КГУ, в.о.;

q_f^{BioMas} – значення питомої теплоти, що виділяється при повному згоранні біомаси, Дж/м³, яке залежить від джерел (басейнів/родовищ) його видобутку, числові значення теплоти згорання палива можна отримати від міжнародного енергетичного агентства (IEA);

η_{El}^{BioMas} – ККД електричний, в.о., при повному згоранні біомаси;

η_{Mech} – механічний ККД (підвищуючого редуктора), в.о., знаходиться на рівні 0,93–0,95;

η_{Conv} – ККД перетворювального блоку, який включає у себе наявність випрямляча та/або інвертора, в.о., можна прийняти рівним 0,81–0,93;

ξ – коефіцієнт використання енергії вітру, що використовується при розрахунку потужності, що розвивається вітроколесом, в.о., приймаємо 0,3–0,35;

η_{DistTr} – коефіцієнт перетворення електричної енергії трансформатором 10/0,4 кВ, в.о.

Накопичення електричної енергії може відбуватися в електричних батареях Q_{El}^{ch} . Тепло може накопичуватися в теплоізольованих резервуарах Q_{Heat}^{ch} . Використання накопиченої електроенергії для живлення споживачів характеризується величиною Q_{El}^{dis} , аналогічно для накопиченої гарячої води використовується Q_{Heat}^{dis} [59]

$$\mathbf{Q}^{ch} = \begin{bmatrix} Q_{El}^{ch} \\ Q_{Heat}^{ch} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{Q}^{dis} = \begin{bmatrix} Q_{El}^{dis} \\ Q_{Heat}^{dis} \end{bmatrix}.$$

Також вводимо діагональну матрицю \mathbf{A}^{ch} для ефективності зарядки кожного накопичувального пристрою та діагональну матрицю \mathbf{A}^{dis} для ефективності використання накопиченої енергії:

$$\mathbf{A}^{ch} = \begin{bmatrix} \eta_{El}^{ch} & 0 \\ 0 & \eta_{Heat}^{ch} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{A}^{dis} = \begin{bmatrix} \frac{1}{\eta_{El}^{ch}} & 0 \\ 0 & \frac{1}{\eta_{Heat}^{ch}} \end{bmatrix}.$$

Величини що входять до матриці вхідних потоків енергоресурсів представляють споживання даних енергоресурсів за один інтервал часу дискретизації (зазвичай, одну годину) та мають такі розмірності: P_{El}^{In} , P_{Wind} – кВт·год, P_{BioGas}^{CHP} – м³, P_{BioMas}^{CHP} – кг.

Додатково введемо обмеження на добове споживання біогазу у вигляді рівності обсягу його генерування та спалювання, та задаємо максимальний добовий обсяг спалювання твердої біомаси.

Відповідні обмеження набудуть такого вигляду [60]

$$\sum_{k=0}^{T-1} P_{BioGas}(k) = P_{BioGas.Tot},$$

$$\sum_{k=0}^{T-1} P_{BioMas}(k) < P_{BioMas.Tot}.$$

Виконаємо чисельне моделювання розглянутого *ЕН* для оцінки особливостей результатів та адекватності моделі. Моделювання виконаємо для тривалості 24 години із дискретизацією 1 година. Таким чином кількість інтервалів $T=24$. Такий сценарій можна розглядати типовим, оскільки в процесі функціонування *ЕН* можна накопичити статистику про особливості добових графіків навантаження споживачів підприємства та досить точно прогнозувати потребу в енергоресурсах на наступну добу. Прогнозування ринкових цін на електроенергію також можна виконувати одним із відомих методів [61].

Для цілей моделювання було використано дані про ціни електроенергії на ринку за одну добу, які представлено на рис. 3.9.

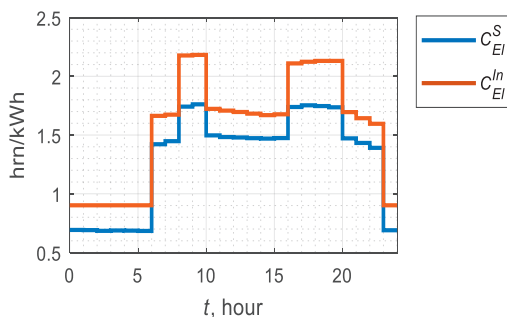


Рисунок 3.9 – Ринкові ціни електричної енергії

Типові графіки споживання електроенергії та потужності системи опалення підприємства показано на рис. 3.10.

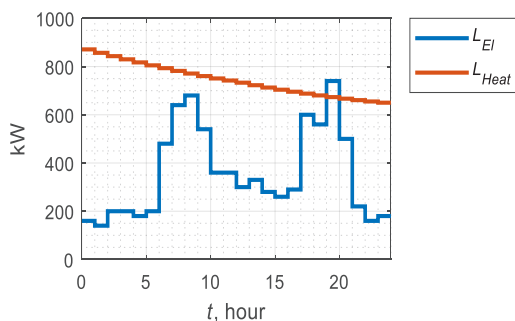


Рисунок 3.10 – Попит на електричну та теплову енергію

Значення коефіцієнтів ефективності наведено в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Значення коефіцієнтів ефективності елементів *ЕН*

	Електрична мережа	Вітрогенератор	КГУ на біогазі	КГУ на біомасі
Електрична енергія	0,95	0,26775	7,7328	5,13
Тепло	0	0	11,5992	7,695

Для оцінки особливостей результатів оптимізації, які можна отримати за допомогою розглянутої моделі, було виконано моделювання процесу енергозабезпечення аграрного підприємства протягом періоду в 24 години. Максимальні значення потужностей джерел енергії, які було використано в моделюванні, представлено в таблиці 3.5 [62].

Таблиця 3.5 – Максимальні значення потужностей джерел енергії в *ЕН* аграрного підприємства

Трансформатор, кВ·А	Вітрогенератор, кВт	КГУ на біогазі, м³/год	КГУ на біомасі, кг/год
2500	1000	300	3000

Ємність електричних АБ прийнято рівною 500 кВт·год, а обсяг теплової енергії, який можна запасати у теплоізовльованому баку із гарячою водою, становить 5000 кВт·год.

Для врахування обсягів електроенергії, яка генерується вітрогенератором, необхідно враховувати добову мінливість вітру. Напряму

спрогнозувати погодинну швидкість вітру неможливо, тому пропонується виконувати імітаційне моделювання потужностей вітроенергетичної установки на основі статистичних даних вимірюваних для даного об'єкту.

Безпосередньо моделювання оптимізаційної задачі виконувалося з використанням пакету *Optimization Toolbox* середовища *MatLab* [62].

Результати представлено на рис. 3.11–3.17.

На рис. 3.11 додатнім значенням P_{El} відповідає покупка електроенергії на ринку (P_{El}^{In}), а від'ємним – продаж електроенергії (P_{El}^S).

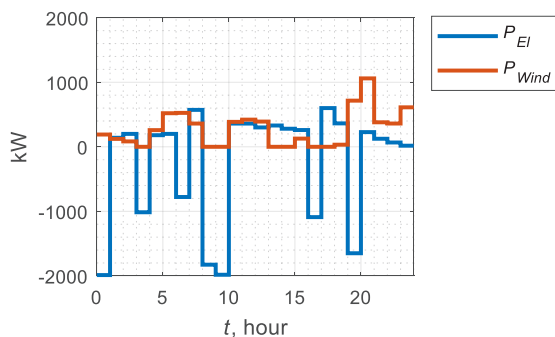


Рисунок 3.11 – Обмін електроенергією з енергосистемою та енергія, яка генерується на вітрогенераторі

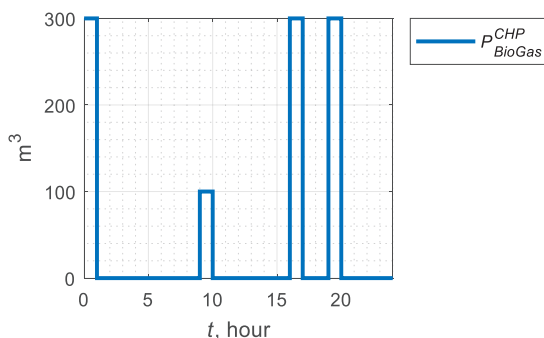


Рисунок 3.12 – Прогнозовані значення потужності КГУ на біогазі

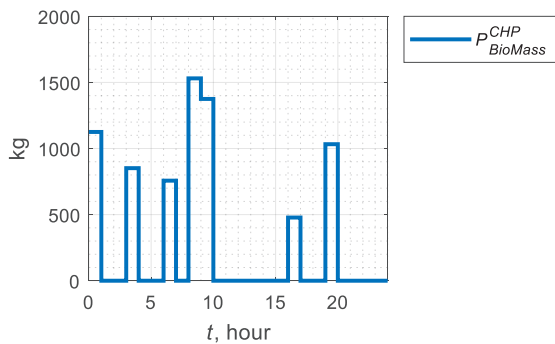


Рисунок 3.13 – Прогнозовані значення потужності КГУ на біомасі

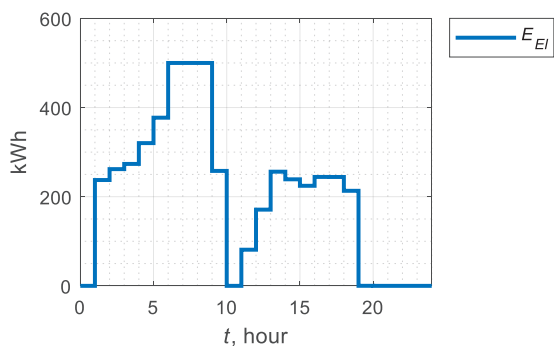


Рисунок 3.14 – Енергія, що зберігається в електричному акумуляторі

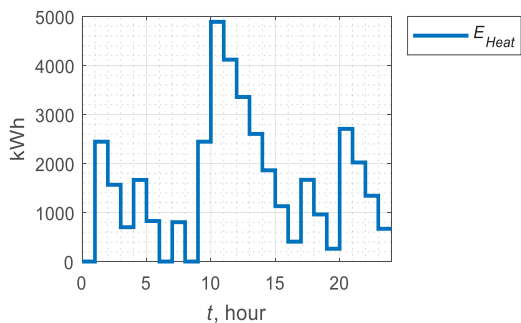


Рисунок 3.15 – Енергія, що зберігається в накопичувачі тепла

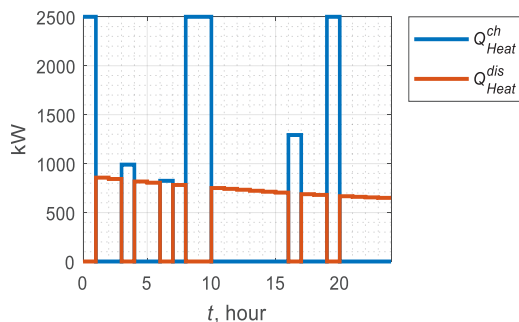


Рисунок 3.16 – Обмін електроенергією із накопичувачем тепла

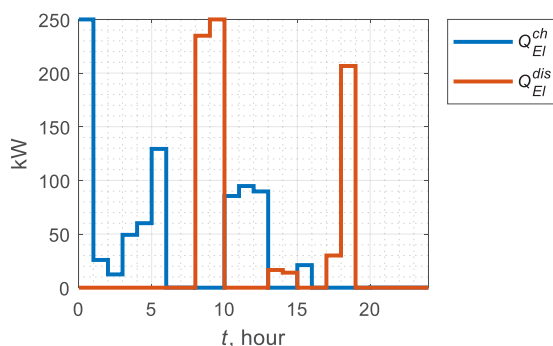


Рисунок 3.17 – Обмін електроенергією з електричним акумулятором

Як видно із графіків, що в основному протягом доби спостерігався надлишок генерованої електроенергії. Це обумовлено необхідністю забезпечувати досить значний постійний попит на тепло, що покривається роботою КГУ. Спалювання біогазу було недостатньо для виробництва необхідної кількості теплової енергії, тому практично весь час повинна працювати КГУ на біомасі, а біогазова установка включається тільки в окремі години [63].

Графіки показують, що наявність накопичувачів електричної та теплової енергії дала змогу ефективніше використовувати доступні енергоресурси та обладнання. Рис. 3.14 та 3.17 вказують на інтенсивне накопичення електроенергії в акумуляторах у години мінімуму енергосистеми, коли ціна продажу на ринку мінімальна. У той же час, у

години максимальних навантажень накопичена електроенергія продається за найбільш вигідною ціною. Також у ці години спостерігається пік продуктивності КГУ, що також сприяє найбільш вигідному продажу згенерованих обсягів електроенергії. Надлишок тепла, який генерується при цьому, накопичується в тепловому акумуляторі.

Цікавим сценарієм використання запропонованої моделі є підбір оптимальних параметрів елементів *ЕН*. Наприклад, актуальною задачею є вибір ємності АБ [64] для накопичення електроенергії. Зі зростанням цієї ємності зростають можливості системи енергопостачання щодо перерозподілу кількості спожитої та проданої електроенергій протягом доби, та відповідно економічний ефект від її покупки та продажу за різними цінами. З використанням запропонованої моделі є можливість оцінити вплив параметрів елементів *ЕН* на значення ЦФ оптимізації, що фактично є прибутком підприємства. З цією метою було виконано багаторазове моделювання режиму функціонування розглянутого *ЕН* при зміні значень ємності електричного акумулятора [65]. Результати представлено на рис. 3.18. Необхідно зауважити, що при визначенні прибутку не враховано вартість акумуляторів.

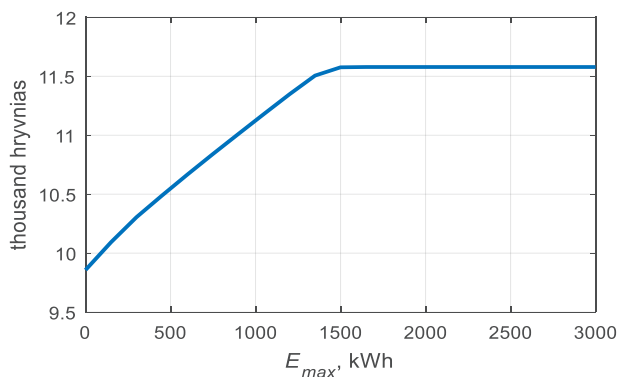


Рисунок 3.18 – Режим функціонування *ЕН* при зміні значень ємності електричного акумулятора

Видно, що при збільшенні ємності акумулятора до 1500 кВт·год, прибуток від продажу електроенергії зростає від 9,8 тис. грн до 11,6 тис. грн. Однак при подальшому зростанні ємності акумулятора прибуток залишається незмінним. Можна зробити висновок, що при значеннях обсягів споживання енергоресурсів і заданих параметрів *ЕН*, які були використані в моделюванні, максимально доцільною ємністю акумуляторів є саме 1500 кВт·год.

Спроектована система *ЕН* з ВДЕ (вітер, біомаса) дає змогу в сучасних умовах ефективно використовувати біоенергетичний потенціал сільськогосподарських підприємств України. Розроблено метод підтримки функціонування *ЕН* на основі біогазової установки та ВДЕ з поєднанням систем акумуляування на рівні прийняття рішень дає можливість, наприклад, при виробництві 352,5 м³/добу біогазу здобути економію біогазу 25,4 тис.м³/рік, що при підвищенні товарності біогазової установки на 13,94 % надає можливість в умовах когенераційної системи знизити собівартість виробництва електроенергії та теплоти в межах 20–30 %.

3.4 Реалізація моделі комплексного енергозабезпечення в умовах застосування програми керування попитом

Очевидно, що при впровадженні механізмів *DSM* необхідне проведення оцінювання ефективності керування попитом, яке зазвичай виконується за такими показниками як:

- коефіцієнт заповнення графіка навантаження k_z ;
- сумарна вартість спожитої електричної енергії se .

Відповідно необхідно застосовувати два критерії, які представлено у вигляді ЦФ [66].

Перша ЦФ характеризує коефіцієнт заповнення графіка навантаження k_3

$$\max L.F. = \frac{P_{avg}}{P_{max}}, \quad P_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^J P_{i,j} t_j}{\sum_{j=1}^J t_j}, \quad P_{max} = \max_{j=1 \dots J} \sum_{i=1}^N P_{i,j}.$$

Оптимізаційними змінними вибрані значення споживаної потужності $P_{i,j}$ на інтервалі часу t_j (зазвичай часовий інтервал приймає значення 1–2 години) по групам споживачів i . Відповідно у чисельник ЦФ представляє собою кількість спожитої потужності. ЦФ є лінійною відносно оптимізаційних змінних. Розмірність задачі складає $N \times J$, де N – кількість груп споживачів а J – кількість інтервалів часу.

ЦФ за критерієм se також є лінійною та представляє собою мінімізацію витрат коштів C на спожиту електричну енергію

$$\min C = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^J P_{i,j} t_j ce_{i,j} + \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^J P_{i,j} t_j cd_{i,j}.$$

Оптимізаційними змінними вибрані: значення споживаної потужності на інтервалі часу t_j , по групам споживачів i . Тариф на електричну енергію ce , плата за встановлену потужність cd . Перший доданок представляє собою плату за обсяг спожитої енергії, другий доданок представляє плату за потужність.

На основі оптимізації виконаної за критеріями, отримано графік навантаження (рис. 3.19) чи профілі споживання, які максимально відповідають вимогам вибраної *DSM* програми.

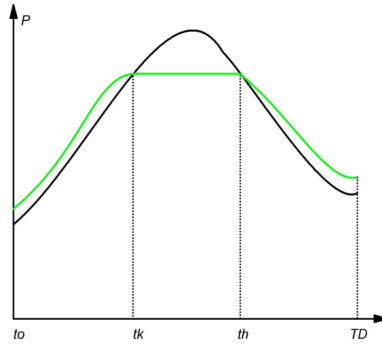


Рисунок 3.19 – Профіль електричного споживання

Обмеження задачі:

$$\begin{aligned} P_{new,i} &\leq P_{value1} \forall t_k \rightarrow t_h, \\ P_{new,i} &\geq P_{value2} \forall t_o \rightarrow t_k, t_h \rightarrow TD, \\ P_{value2} &\leq P_{value1}. \end{aligned}$$

Обмеження задачі стосуються необхідності збереження сумарної за розрахунковий період спожитої потужності: $P_{new,i} = P_{old}$, й обмеження допустимих величин максимальної споживаної потужності: $P_{new,i} < P_{max}$, що впливають з граничних можливостей мережі й енергосистеми, як наприклад обмеження потужність генеруючого устаткування локальних електроенергетичних систем, обмеження пропускної здатності розподільної мережі, трансформаторів, тощо [67].

Таке формулювання є дещо спрощеним, і не враховує можливості споживача змінювати профілі споживання для різного устаткування. Як приклад, споживачу групи домогосподарства набагато простіше змінити профіль споживання посудомийної машини, ніж системи освітлення. Для врахування можливості споживачів змінювати рівень споживання власного обладнання, необхідно ввести третій критерій і сформувати відповідну ЦФ, яка представляє собою ступінь нерівномірності початкового графіка навантаження після застосування програм *DSM*. Особливості споживачів враховані коефіцієнтом гнучкості їх попиту $k_{LoadFlex} \in (0;1]$, що може

приймати значення від 0 до 1. Де 0 відповідає найменшій гнучкості обладнання, 1 – максимальній гнучкості, тобто готовності споживача змінювати профіль споживання конкретного обладнання шляхом перенесення споживання на інші часові інтервали.

Нелінійна багатокритеріальна оптимізаційна задача для ЦФ Cur :

$$\min Cur = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^T (P_{new.i,j} - P_{old.i,j})^2 \frac{1}{k_{LoadFlex}}, \quad (3.4)$$

$$\min y = \begin{cases} C(P_{new}) - w_1 y \leq C^* \\ Cur(P_{new}) - w_2 y \leq Cur^* \\ E_{new} = E_{old} \\ P_{new,i} \leq P_{max}, i = 1 \dots N \end{cases}. \quad (3.5)$$

Пропонується окремо розглядати пари критеріїв:

1) Коефіцієнт завантаження та коефіцієнт нерівномірності графіка споживання.

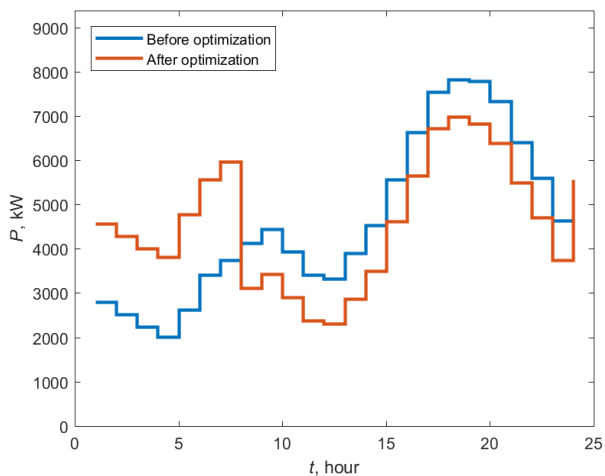
2) Зменшення вартості спожитої електроенергії та коефіцієнта нерівномірності графіка споживання.

Для демонстрації результатів роботи оптимізаційної моделі вибрано дві групи споживачів.

Домогосподарства, в яких вибрано основне обладнання у складі: пральні та посудомийні машини, опалення та кондиціонування, холодильники, освітлення, обладнання для приготування їжі та системи мультимедіа.

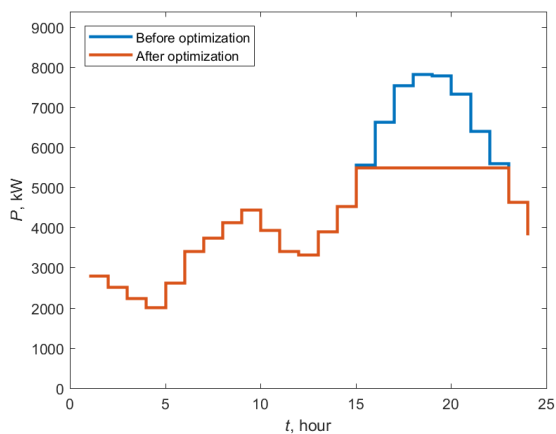
Промислові підприємства на прикладі групи підприємств із виготовлення й обробки паперової продукції у складі обладнання.

Результати моделювання для групи споживачів «Домогосподарства» наведено на рис. 3.20–3.22.



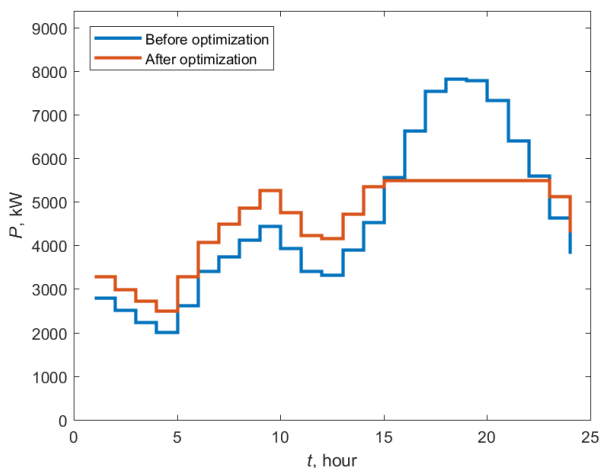
Before optimization (до оптимізації); *After optimization* (після оптимізації)

Рисунок 3.20 – Мінімізація витрат зі збереженням балансу спожитої електроенергії



Before optimization (до оптимізації); *After optimization* (після оптимізації)

Рисунок 3.21 – Мінімізація витрат без збереження балансу

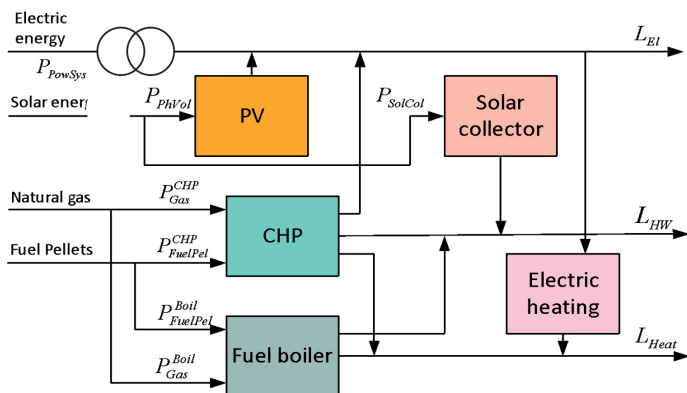


Before optimization (до оптимізації); *After optimization* (після оптимізації)

Рисунок 3.22 – Максимізація коефіцієнту заповнення зі збереженням балансу

Враховуючи проведені дослідження публікацій [46–65] зміна профілів споживання електроенергії споживачами, залежить від тарифних коефіцієнтів у зоні чи годині доби. Тому за допомогою зміни тарифних коефіцієнтів і зміни профілів споживання було проведено моделювання функціонування енергетичного вузла (рис. 3.23). Модель оптимізації, яка використовується для моделювання, описана в [46–65]. Функція оптимізації представлена як у формулі(3.2).

Моделювання проводилося для двох режимів роботи: з накопиченням енергії та без накопичення. У двох випадках ціна на спожиту електричну енергію змінювалася залежно від тарифних коефіцієнтів у нічний період із 23:00 до 07:00 години у межах $T_{Kn} = [0,5 \dots 1]$, із 07:00 до 23:00 години в діапазоні $T_{Kd} = [1 \dots 1,3]$.



Electric energy (електрична енергія); *Solar energy* (енергія сонця); *Natural gas* (природний газ); *Fuel pellets* (паливні пелети); *PV* – Photovoltaic (ФЕС); *CHP* – combined heat and power (КГУ); *Fuel boiler* (твердопаливний котел); *Electric heating* (електричне опалення)

Рисунок 3.23 – Приклад ЕН для подачі навантаження в квартирний комплекс

Навантаження під час роботи енергетичного вузла без зберігання зі зміною профілю споживання електричної енергії внаслідок використання тарифних коефіцієнтів представлено в таблиці 3.6 та на рис. 3.24 і 3.25, з накопиченням енергії в таблиці 3.7 та на рис. 3.26 і 3.27. Без зміни профілю споживання $T_{Kn} = 1$ (рис. 3.24) можна використовувати власну потужність СЕС протягом 4 годин.

Таблиця 3.6 – Результат моделювання без накопиченням енергії

Витрати	Тарифний коефіцієнт	Дохід від продажу	Прибуток
18372	1,00	18687	315
18341	0,90	19072	731
18094	0,70	19560	1467
17602	0,50	19212	1611

Таблиця 3.7 – Результат моделювання з накопиченням енергії

Витрати	Тарифний коефіцієнт	Дохід від продажу	Прибуток
16259	1,00	18687	2428
16236	0,90	19072	2836
16054	0,70	19560	3507
15694	0,50	19212	3518

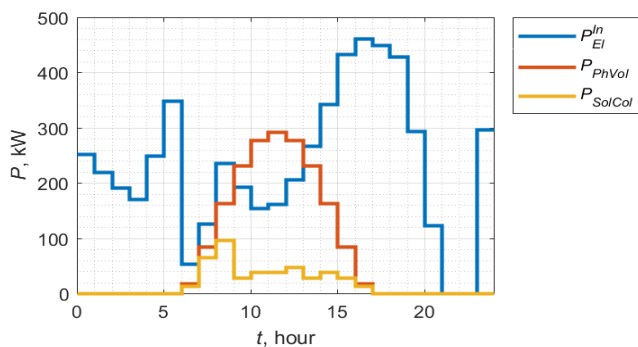


Рисунок 3.24 – Енергетичні потоки при $T_{Kn} = 1$ без накопичення

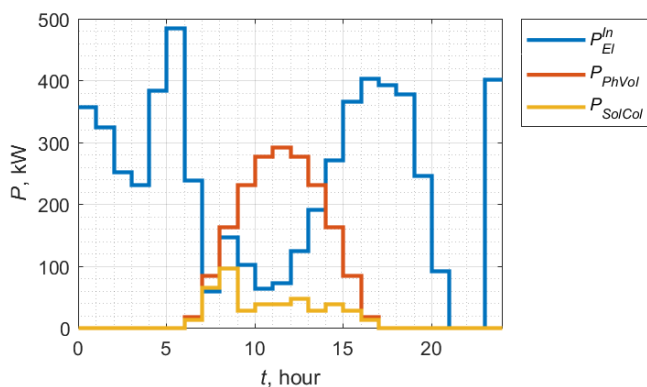


Рисунок 3.25 – Енергетичні потоки при $T_{Kn} = 0,5$ без накопичення

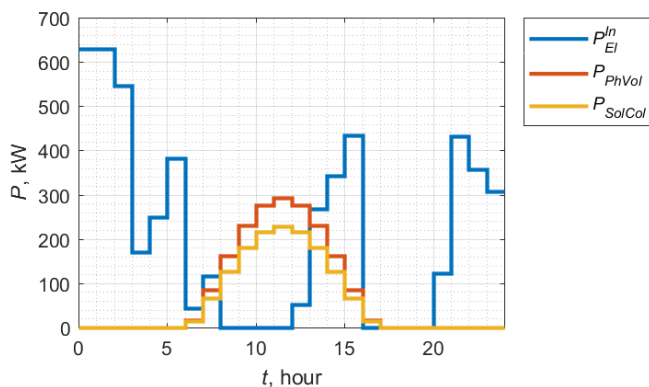


Рисунок 3.26 – Енергетичні потоки при $T_{Kn} = 1$ з накопиченням

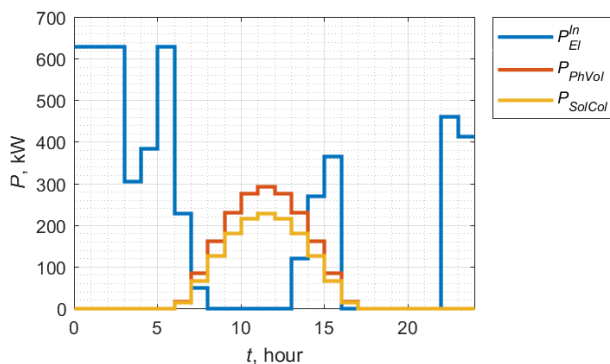


Рисунок 3.27 – Енергетичні потоки при $T_{Kn}=0,5$ з накопиченням

Як результат, зміна профілю споживання електричної енергії під дією $T_{Kn} = 0,5$ (рис. 3.25) за допомогою СЕС попит на електричну енергію покривається до 6 годин, але взаємодія хаба з мережею триває протягом дня.

Використовуючи можливості накопичення (рис. 3.26 та 3.27) та змінюючи профіль споживання, можна відмовитися від покупки електроенергії з мережі та покрити попит власними джерелами. Також витрати на придбання енергії для підтримання енергосистеми при $T_{Kn} = 0,5$ та використання приладів акумулювання енергії зменшуються на 10–12 % в умовах даного моделювання. Функціонування EH , як і інших постачальників енергоресурсів, вимагає використання засобів DSM . Модель імітує роботу EH при одночасній зміні тарифу споживачів на електроенергію, що дає змогу їм покривати попит власними джерелами та знижувати витрати на придбання енергії з мережі. У майбутньому для гнучкої роботи EHs повинні використовуватись математичні моделі зміни попиту на електричну енергію.

3.5 Реалізація моделі комплексного енергозабезпечення в урахуванням економічних та екологічних критеріїв

Представимо модель функціонування інтегрованої системи комплексного енергозабезпечення, яка має на меті задовольнити потребу споживачів у електричній і тепловій енергіях із максимальною ефективністю. Така система буде розглядатися як *ЕН*, який працює паралельно з існуючими централізованими системами електро- та тепlopостачання. Основними енергоносіями, які споживаються в *ЕН* є електроенергія та теплоенергія для житлових і громадських будівель, а також промислових об'єктів невеликої потужності. Електроенергія використовується для роботи систем освітлення, вентиляції побутових потреб, роботи технологічного обладнання. Теплоенергія споживається у вигляді гарячої води. Для отримання цих енергоносіїв використовуються такі джерела: електроенергія може купуватися в енергосистемі та генеруватися на КГУ; тепло одержується з централізованої системи й одержується на КГУ. Споживачі *ЕН* сплачують за електроенергію за двозонним тарифом. КГУ працює на природному газі [68].

Функціональну схему *ЕН* представлено на рис. 3.28.

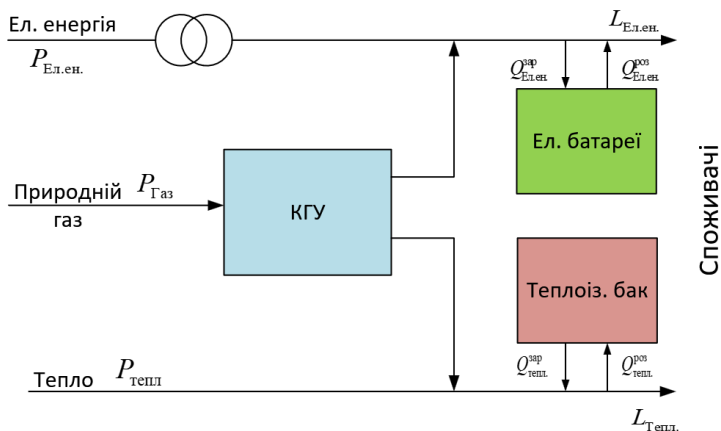


Рисунок 3.28 – Функціональна схема *ЕН*

ЦФ буде мати такий вигляд:

$$\sum_{k=0}^{T-1} [c_{\text{ел.ен}}(k)P_{\text{ел.ен}}(k) + c_{\text{тепл}}(k)P_{\text{тепл}}(k) + c_{\text{газ}}(k)P_{\text{газ}}(k)] \rightarrow \min,$$

де $c_{\text{ел.ен}}(k)$, $c_{\text{тепл}}(k)$, $c_{\text{газ}}(k)$ – тарифи на електроенергію, тепло та газ на ринку за k -й інтервал часу (годину), грн/кВт·год;

$P_{\text{ел.ен}}(k)$, $P_{\text{тепл}}(k)$, $P_{\text{газ}}(k)$ – обсяг купівлі електроенергії, теплоенергії та газу на ринку за k -й інтервал часу (годину), кВт·год.

Крім економічного критерію, при визначенні оптимальних режимів функціонування ЕН, до уваги може бути прийнято екологічний критерій. У цьому випадку ЦФ може виступати, як мінімізація викидів CO_2 при виробництві та транспортування енергії. Для нашого випадку, викиди при генеруванні електроенергії можуть бути розраховані з врахуванням національного значення коефіцієнта викидів CO_2 для електроенергії згідно з частиною II, розробленому у 2013–2014 роках Об'єднаним Дослідницьким Центром Енергетики і Транспорту (Європейська Комісія), яке для України становить 0,924 кг/кВт·год. Аналогічним чином може бути визначено коефіцієнт для централізованого тепlopостачання. Для випадку спалювання газу в КГУ було прийнято середнє значення для такого типу обладнання.

ЦФ для критерію мінімізації викидів CO_2 буде мати такий вигляд

$$a_{\text{ел.пнт}} \sum_{k=0}^{T-1} P_{\text{ел.ен}}(k) + a_{\text{тепл.пнт}} \sum_{k=0}^{T-1} P_{\text{тепл}}(k) + a_{\text{газ.пнт}} \sum_{k=0}^{T-1} P_{\text{газ}}(k) \rightarrow \min,$$

де $a_{\text{ел.пнт}}$, $a_{\text{тепл.пнт}}$, $a_{\text{газ.пнт}}$ – питомі викиди на генерацію електро- та теплоенергії в централізованих системах енергопостачання, а також викиди при спалюванні газу в КГУ, кг/кВт·год.

Матриці, що входять до рівняння обмежень представимо таким чином:

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} P_{\text{ел.ен}} \\ P_{\text{газ}} \\ P_{\text{тепл}} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{L} = \begin{bmatrix} L_{\text{ел.ен}} \\ L_{\text{тепл}} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{Q}^{\text{зар}} = \begin{bmatrix} Q_{\text{ел.ен}}^{\text{зар}} \\ Q_{\text{тепл}}^{\text{зар}} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{Q}^{\text{роз}} = \begin{bmatrix} Q_{\text{ел.ен}}^{\text{роз}} \\ Q_{\text{тепл}}^{\text{роз}} \end{bmatrix},$$

$$\mathbf{A}^{\text{зар}} = \begin{bmatrix} \eta_{\text{ел.ен}}^{\text{зар}} & 0 \\ 0 & \eta_{\text{тепл}}^{\text{зар}} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{A}^{\text{роз}} = \begin{bmatrix} \frac{1}{\eta_{\text{ел.ен}}^{\text{зар}}} & 0 \\ 0 & \frac{1}{\eta_{\text{тепл}}^{\text{зар}}} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{\Theta} = \begin{bmatrix} \varpi_{\text{ел.транс}} & \varpi_{\text{КГУ}}^{\text{ел.ен}} & 0 \\ 0 & \varpi_{\text{КГУ}}^{\text{тепл}} & \varpi_{\text{ЦО}} \end{bmatrix}.$$

Крім однокритеріальних ЦФ розглянемо мультикритеріальний підхід до визначення оптимальних режимів функціонування *ЕН*. Задачу представимо у вигляді:

$$y \rightarrow \min,$$

$$F_1(P) - w_1 y \leq F_1^*,$$

$$F_2(P) - w_2 y \leq F_2^*,$$

$$\text{де } F_1(P) = \sum_{k=0}^{T-1} [c_{\text{ел.ен}}(k)P_{\text{ел.ен}}(k) + c_{\text{тепл}}(k)P_{\text{тепл}}(k) + c_{\text{газ}}(k)P_{\text{газ}}(k)] - \text{ЦФ}$$

за економічним критерієм;

$$F_2(P) = a_{\text{ел.пит}} \sum_{k=0}^{T-1} P_{\text{ел.ен}}(k) + a_{\text{тепл.пит}} \sum_{k=0}^{T-1} P_{\text{тепл}}(k) + a_{\text{газ.пит}} \sum_{k=0}^{T-1} P_{\text{газ}}(k) - \text{ЦФ}$$

за екологічним критерієм;

w_1, w_2 – вагові коефіцієнти, які виражають міру відносних компромісів між цілями;

F_1^*, F_2^* – значення, до яких прагнемо наблизити результат ЦФ.

Виконаємо чисельне моделювання розглянутого *ЕН* для оцінки особливостей результатів і адекватності моделі. Моделювання виконаємо для тривалості 24 години з дискретизацією 1 година. Такий сценарій можна розглядати типовим, оскільки в процесі функціонування *ЕН* можна

накопичити досить представницьку статистику про особливості добових графіків навантаження споживачів підприємства та досить точно прогнозувати потребу в енергоресурсах на наступну добу [69].

Для моделювання були використані типові графіки споживання електроенергії та тепла в системі гарячого водопостачання для змішаного побутового та промислового навантажень, які показано на рис. 3.29.

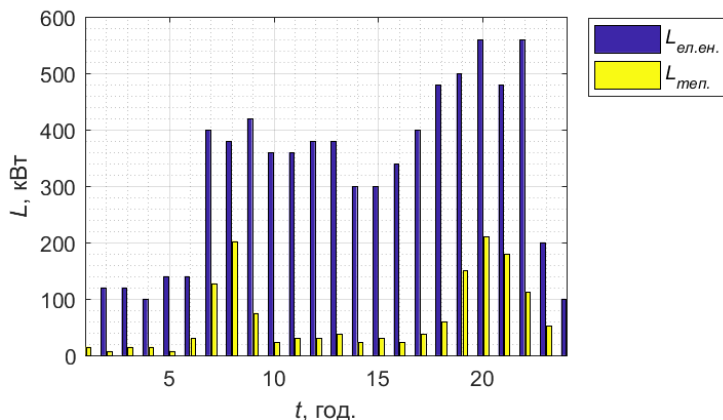


Рисунок 3.29 – Графіки споживання електричної та теплової енергії

Значення коефіцієнтів перетворення енергії зведено в таблицю 3.8.

Таблиця 3.8 – Значення коефіцієнтів у матриці перетворення енергії

	Енергосистема	КГУ	Система гарячого водопостачання
Електрична енергія	0,94	0,3	0
Тепло	0	0,4	0,9

Прийняті максимальні значення потужності енергоустановок представлено в таблиці 3.9.

Таблиця 3.9 – Максимальні значення потужностей енергоустановок

Трансформатор, кВ·А	КГУ, кВт	З'єднання з системою гарячого водопостачання, кВт
630	350	1000

Ємність електричних АБ прийнята рівною 500 кВт·год, а обсяг теплової енергії, який можна накопичити у теплоізованому баку з гарячою водою, становить 1000 кВт·год.

Безпосередньо моделювання оптимізаційних задач виконувалося із використанням пакету *Optimization Toolbox* середовища *MatLab* [70].

Результати розрахунків представлено на рис. 3.30–3.44.

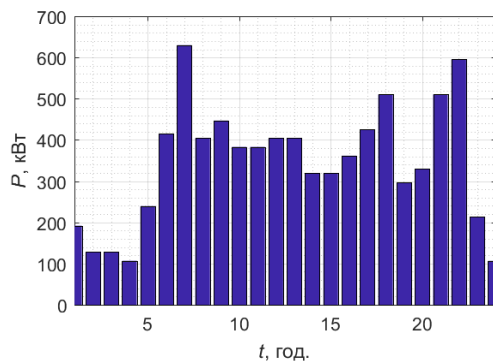


Рисунок 3.30 – Споживання електроенергії з енергосистеми за економічним критерієм

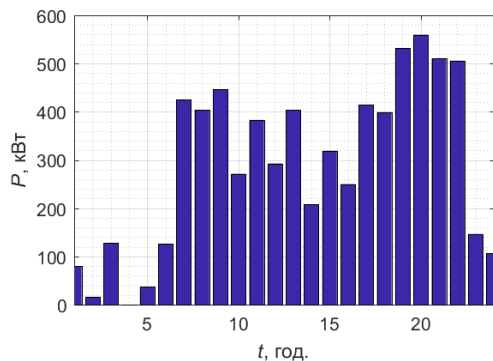


Рисунок 3.31 – Споживання електроенергії з енергосистеми за екологічним критерієм

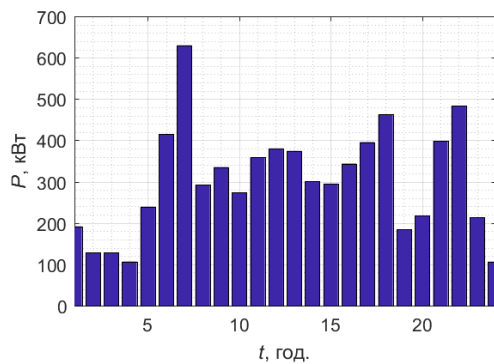


Рисунок 3.32 – Споживання електроенергії з енергосистеми враховуючи мультикритеріальний підхід

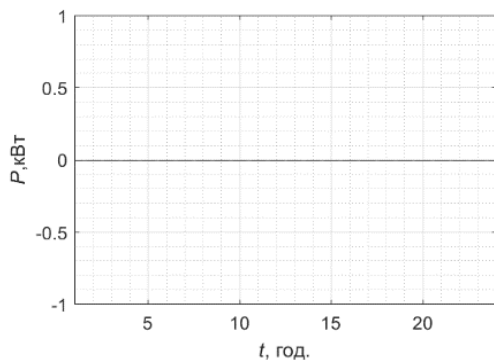


Рисунок 3.33 – Продуктивність КГУ за економічним критерієм

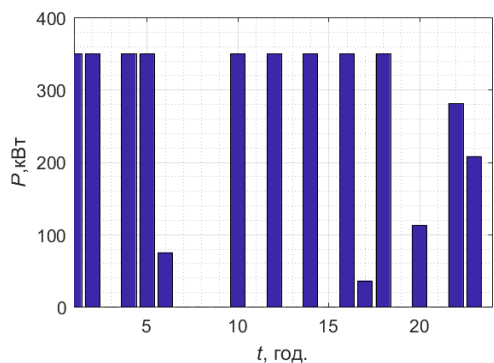


Рисунок 3.34 – Продуктивність КГУ за екологічним критерієм

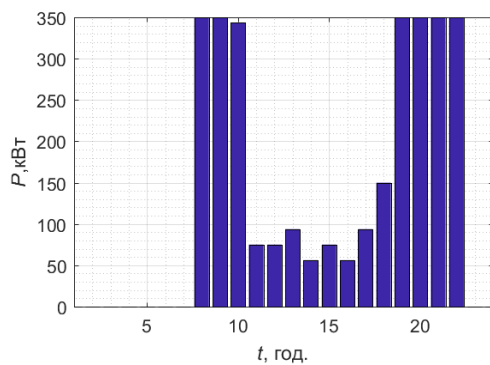


Рисунок 3.35 – Продуктивність КГУ враховуючи мультикритеріальний підхід

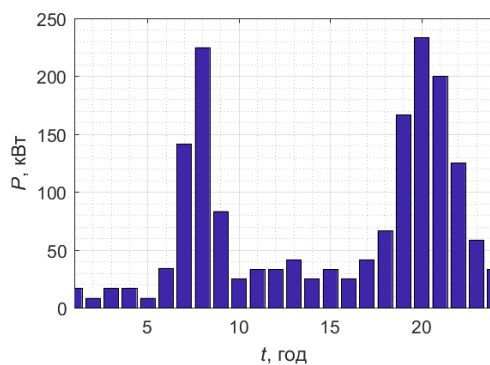


Рисунок 3.36 – Споживання потужності з системи гарячого водопостачання за економічним критерієм

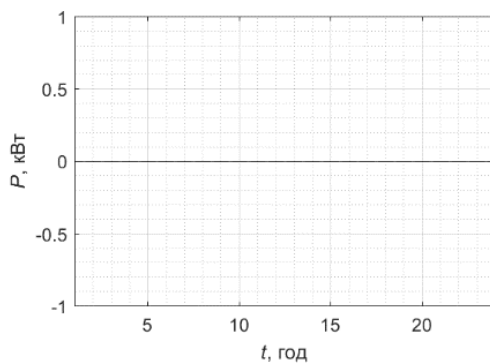


Рисунок 3.37 – Споживання потужності з системи гарячого водопостачання за екологічним критерієм

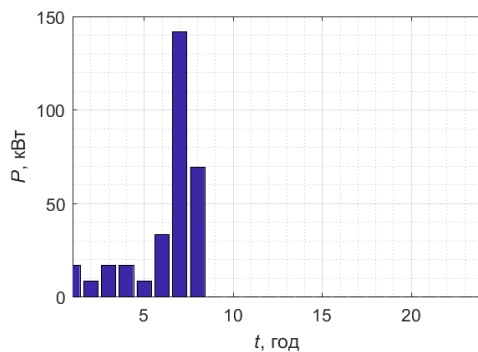


Рисунок 3.38 – Споживання потужності із системи гарячого водопостачання враховуючи мультикритеріальний підхід

На рис. 3.39–3.44 представлено значення відповідають накопиченню енергії, а від’ємні – споживанню енергії з акумуляторів.

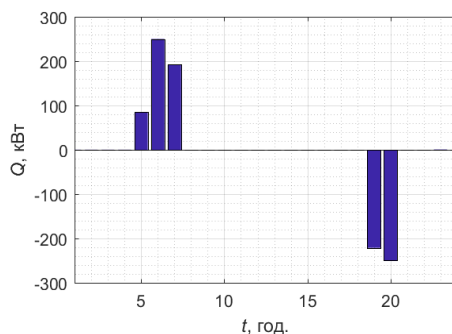


Рисунок 3.39 – Обмін енергією з електричними акумуляторами за економічним критерієм

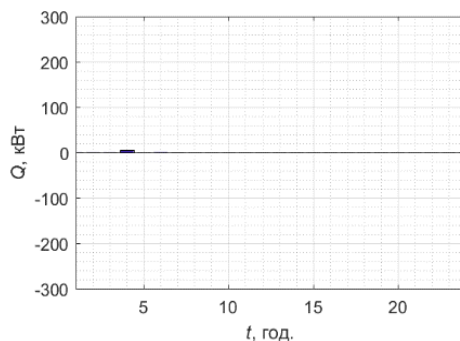


Рисунок 3.40 – Обмін енергією із електричними акумуляторами за екологічним критерієм

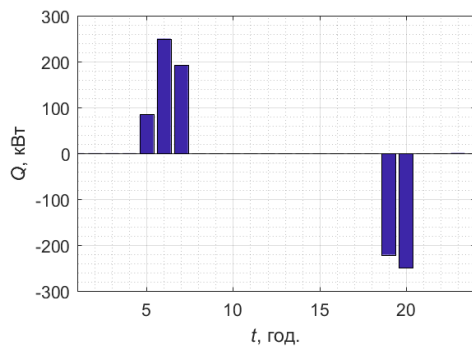


Рисунок 3.41 – Обмін енергією з електричними акумуляторами враховуючи мультикритеріальний підхід

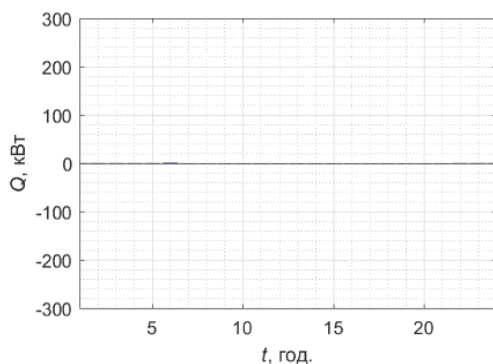


Рисунок 3.42 – Обмін енергією з накопичувачем гарячої води за економічним критерієм

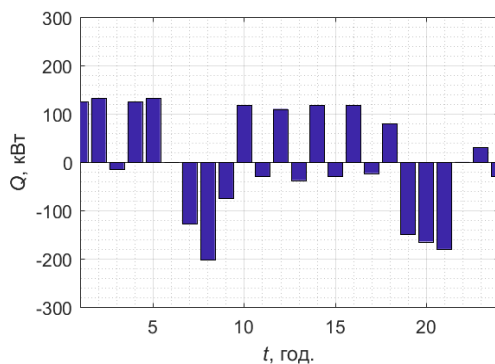


Рисунок 3.43 – Обмін енергією з накопичувачем гарячої води за екологічним критерієм

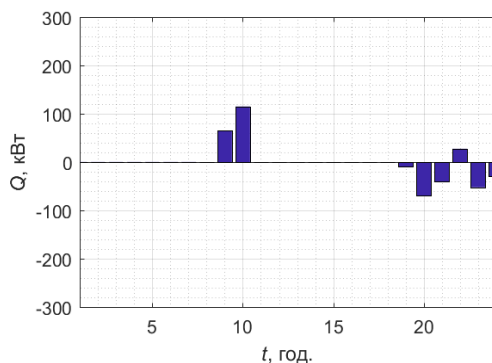


Рисунок 3.44 – Обмін енергією з накопичувачем гарячої води враховуючи мультикритеріальний підхід

Як видно з графіків, для різних критеріїв спостерігається дещо різний профіль споживання електроенергії з мережі. Також видно, що для першого критерію робота КГУ виявилася неефективною протягом всієї доби. Режим роботи накопичувачів електричної та теплової енергій також виявився різним. Видно, що для варіанту застосування економічного критерію та мультикритеріальної оптимізації відбувається активне накопичення електроенергії в години доби з низьким тарифом і споживання в години максимального навантаження. Для сценарію тільки екологічного критерію застосування акумуляторів електроенергії взагалі виявилось непотрібним. Це ж стосується застосування накопичувачів гарячої води для варіанту використання економічного критерію [71].

Значення ЦФ, які одержані для різних варіантів, представлено у таблиці 3.10.

Таблиця 3.10 – Значення коефіцієнтів у матриці перетворення енергії

	Економічний критерій	Екологічний критерій	Мультикритеріальна оптимізація
Витрати коштів, грн/доба	14024	14960	14095
Викиди CO_2 , кг/доба	8097	7216	7422

Як видно з таблиці 3.10, при використанні економічного критерію викиди CO_2 значно більші від мінімально досяжного значення. Аналогічно, для екологічного критерію витрати коштів на 6,5 % більші за оптимальні. У той же час спільне використання двох критеріїв дає змогу досягти ефективного компромісу, за якого витрати всього на 0,5 % більші за оптимальні, при викидах CO_2 близьких до мінімальних.

Представлену систему комплексного енергозабезпечення можна доповнити, зокрема використанням фотовольтаїчних модулів. Відновлювана енергія сонячних модулів і КГУ приймається як основне джерело, $ЕН$ працює паралельно з електричною мережею за двозонним тарифом. Паливо, а саме газ, подається до КГУ, а відпрацьована теплоенергія використовується для задоволення потреб в опаленні та для отримання електроенергії. Коли існує надлишок сонячної енергії – вона буде накопичуватись як використання електроенергії для нагрівача, та у батареях і використовується в системі для забезпечення тимчасової потужності для перехідних процесів і пікового навантаження [72].

Існує кілька способів об'єднання різних альтернативних джерел енергії для формування гібридної системи. Система може бути легко доповнена, тобто інші джерела енергії можуть бути інтегровані в систему. Конфігурацію системи $ЕН$ представлено на рис. 3.45.

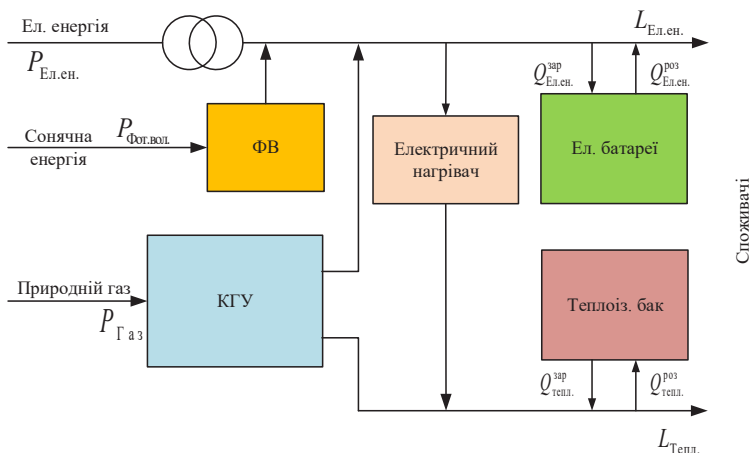


Рисунок 3.45 – Конфігурація системи ЕН для забезпечення споживачів електроенергією та теплом

Для моделювання були використані типові графіки споживання електричної та теплової енергій у системі гарячого водопостачання для змішаного побутового та промислового навантажень, які показано на рис. 3.46.

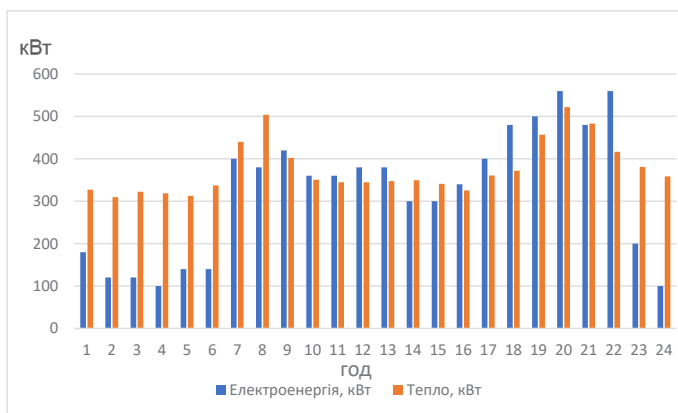


Рисунок 3.46 – Графік споживання електричної та теплової енергій

Гібридна система призначена для живлення будинку. У цьому дослідженні використовується типове погодинне середнє навантаження у житлових будинках.

Коефіцієнт ефективності ВДЕ визначається як

$$\eta_{\text{еф}} = \frac{\bar{P}}{P_{\text{ном}}},$$

де \bar{P} – фактична середня вихідна потужність протягом певного періоду часу;

$P_{\text{ном}}$ – номінальна потужність ВДЕ.

Для сонячних елементів, наведених у роботі [46], коефіцієнт потужності сонячних панелей масиву $k_{\text{еф.сон}}$, що використовуються в запропонованій гібридній системі для центральної частини України прийнято 13 %. Метою вирішення оптимізаційної задачі є мінімізація різниці між виробленою потужністю $P_{\text{ген}}$ від ВДЕ та попитом $P_{\text{спож}}$ протягом періоду часу T . Баланс надходження та споживання енергоресурсів представлено у вигляді наступних обмежень.

Для електричної потужності

$$P'_{\text{мер}} - \left(P'_{\text{зар}} \eta_{\text{бат}} - \frac{P'_{\text{роз}}}{\eta_{\text{бат}}} \right) + P'_{\text{КГУ}} + P'_{\text{сон}} = P'_{\text{спож}},$$

де $P'_{\text{мер}}$ – обмін електроенергією з мережею, при від'ємних значеннях відбувається продаж енергії, при позитивних – купівля;

$P'_{\text{зар}}$ – зарядження батареї, кВт;

$P'_{\text{роз}}$ – розрядження батареї за одиницю часу t ;

$P'_{\text{КГУ}}$ – потужність, що вироблена КГУ за період часу t ;

$P'_{\text{сон}}$ – потужність, що вироблена фотоелектричними панелями за одиницю часу t , враховуючи інсоляцію;

$P'_{\text{спож}}$ – повна потреба у електроенергії для заданого періоду часу t .

Матриці, що входять у рівняння обмежень представимо таким чином

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} P_{\text{ел.ен}} \\ P_{\text{газ}} \\ P_{\text{тепл}} \\ P_{\text{сон}} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{L} = \begin{bmatrix} L_{\text{ел.ен}} \\ L_{\text{тепл}} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{Q}^{\text{зар}} = \begin{bmatrix} Q_{\text{ел.ен}}^{\text{зар}} \\ Q_{\text{тепл}}^{\text{зар}} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{Q}^{\text{роз}} = \begin{bmatrix} Q_{\text{ел.ен}}^{\text{роз}} \\ Q_{\text{тепл}}^{\text{роз}} \end{bmatrix},$$

$$\mathbf{A}^{\text{зар}} = \begin{bmatrix} \eta_{\text{ел.ен}}^{\text{зар}} & 0 \\ 0 & \eta_{\text{тепл}}^{\text{зар}} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{A}^{\text{роз}} = \begin{bmatrix} \frac{1}{\eta_{\text{ел.ен}}^{\text{зар}}} & 0 \\ 0 & \frac{1}{\eta_{\text{тепл}}^{\text{зар}}} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{\Theta} = \begin{bmatrix} \varpi_{\text{ел.транс}} & \varpi_{\text{КГУ}}^{\text{ел.ен}} & 0 \\ 0 & \varpi_{\text{КГУ}}^{\text{тепл}} & \varpi_{\text{ЦО}} \end{bmatrix}.$$

Значення коефіцієнтів перетворення енергії зведено у таблицю 3.11.

Таблиця 3.11 – Значення коефіцієнтів у матриці перетворення енергії

	Енергосистема	КГУ	Електричний нагрівач	СЕС
Електрична енергія	0,94	0,3	0	0,3
Тепло	0	0,4	0,95	0

Прийняті максимальні значення потужності енергоустановок представлено в таблиці 3.12.

Таблиця 3.12 – Максимальні значення потужностей енергоустановок

Трансформатор, кВ·А	КГУ, кВт	Електричний нагрівач, кВт	СЕС, кВт
400	1000	300	1000

Безпосередньо моделювання оптимізаційних задач виконувалося з використанням пакету *Optimization Toolbox* середовища *MatLab*. Результати розрахунків представлено на рис. 3.47–3.55.

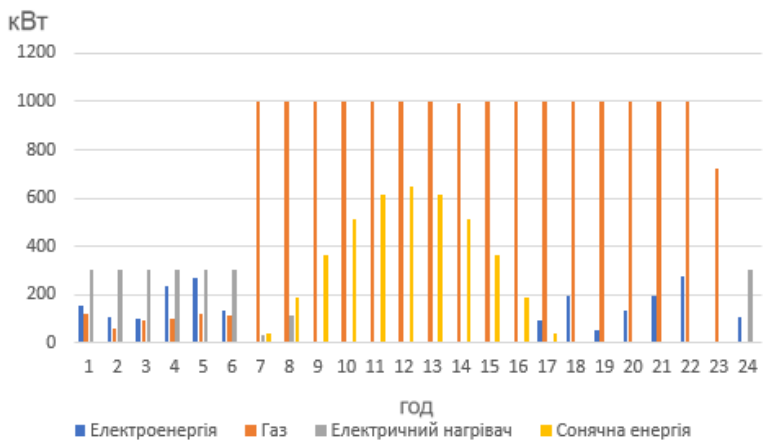


Рисунок 3.47 – Вхідні енергопотоки системи за економічним критерієм

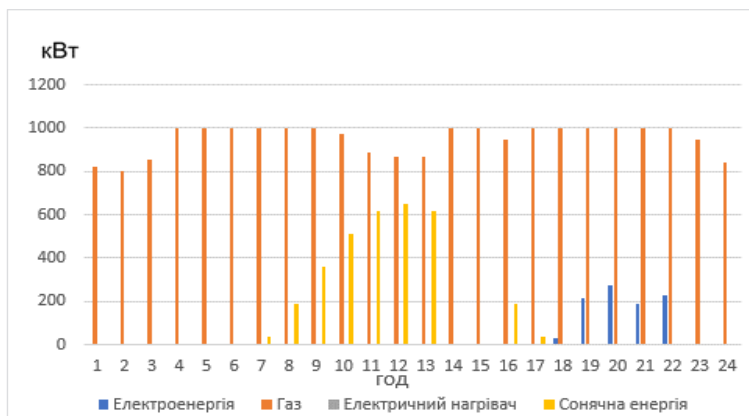


Рисунок 3.48 – Вхідні енергопотоки системи за екологічним критерієм

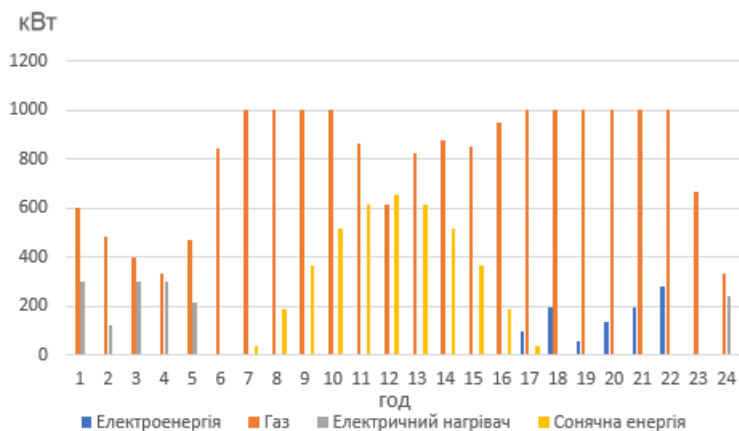


Рисунок 3.49 – Вхідні енергопотоки системи враховуючи мультикритеріальний підхід

На рис. 3.50–3.55 додатні значення відповідають накопиченню енергії, а від’ємні – споживанню енергії з акумуляторів [73].

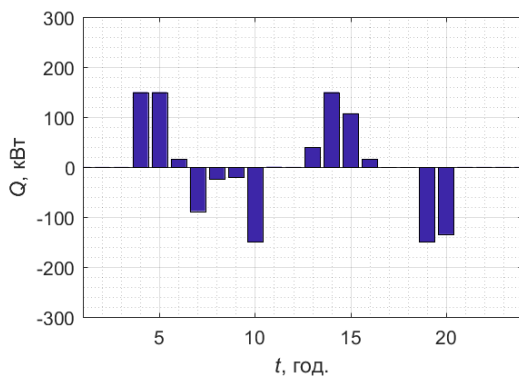


Рисунок 3.50 – Графіки роботи накопичувачів електричної енергії за економічним критерієм

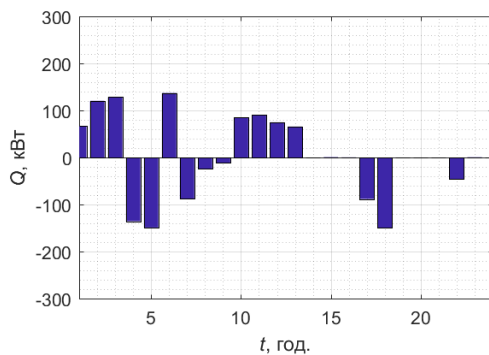


Рисунок 3.51 – Графіки роботи накопичувачів електричної енергії за екологічним критерієм

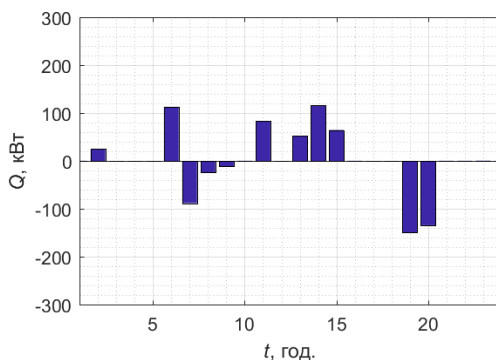


Рисунок 3.52 – Графіки роботи накопичувачів електричної енергії враховуючи мультикритеріальний підхід

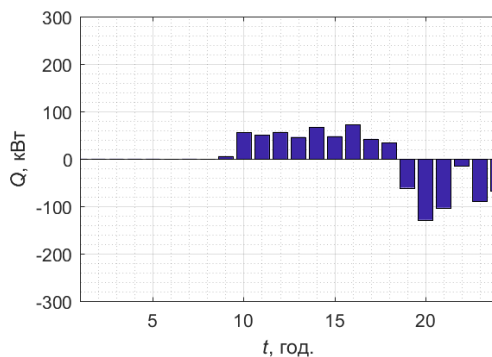


Рисунок 3.53 – Обмін енергією з тепловими акумуляторами за економічним критерієм

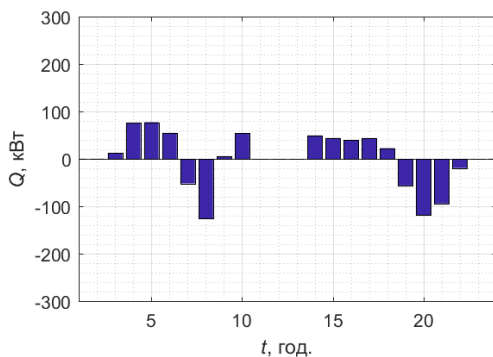


Рисунок 3.54 – Обмін енергією з тепловими акумуляторами за екологічним критерієм

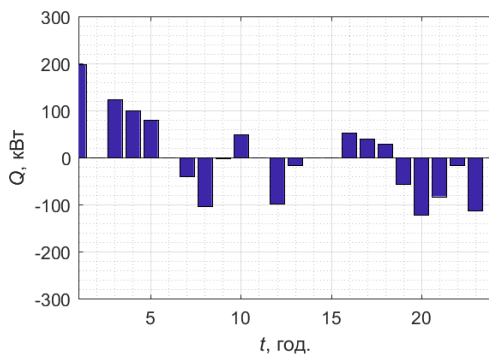


Рисунок 3.55 – Обмін енергією з тепловими акумуляторами враховуючи мультикритеріальний підхід

Як видно з графіків, для різних критеріїв спостерігається дещо різний профіль споживання електроенергії з мережі. Режим роботи накопичувачів електричної та теплової енергії також виявився різним. Видно, що для варіанту застосування економічного критерію та мультикритеріальної оптимізації відбувається активне накопичення електроенергії в години доби з низьким тарифом і споживання в години максимальних навантажень [74]. Значення ЦФ, які одержані для різних варіантів, представлено у таблиці 3.13.

Таблиця 3.13 – Значення коефіцієнтів у матриці перетворення енергії

	Мультикритеріальна оптимізація	Економічний критерій	Екологічний критерій
Витрати коштів, грн/доба	23493	22615	25643
Викиди CO_2 , кг/доба	6092	7460	5474

Як видно з таблиці 3.13, при використанні економічного критерію викиди CO_2 значно більші від мінімально досяжного значення. Аналогічно, для екологічного критерію витрати коштів більші за оптимальні. У той же час спільне використання двох критеріїв дає змогу досягти ефективного компромісу, за якого витрати всього більші за оптимальні, при викидах CO_2 близьких до мінімальних [75].

Висновки до розділу 3

Метою цього розділу є демонстрація можливих застосувань й основні характеристики розроблених моделей оптимізації. На основі реалістичних припущень, розроблено модель системи комплексного енергозабезпечення споживачів, у вигляді *ЕН*, який забезпечує потребу у електричній і тепловій енергіях.

Враховуючи досвід розвинених країн створення *ЕНs* сьогодні є перспективним напрямом у контексті сталого розвитку України. Застосування підходу інтегрованих систем тепло й електропостачання дає можливість ефективніше використовувати як традиційні так і альтернативні джерела енергії.

Для представлених систем енергозабезпечення створено методологію оптимального режиму роботи, враховуючи економічний, екологічний і мультикритеріальний підходи.

Представлено ЦФ, оптимізація яких спрямована на отримання найбільш раціональних параметрів роботи системи. ЦФ можуть

доповнюватися іншими елементами генерації, перетворення чи накопичення.

Інтеграція ВДЕ в електричну мережу потребує оптимізацію роботи системи у зв'язку з нестабільною сонячною активністю. Використовувати різні типи енергоносіїв для задоволення попиту споживача в енергії підвищує ефективність використання ресурсів. У даній роботі розроблена модель оптимального управління тепловою й електричною енергіями для типового *ЕН*. Створено математичну модель *ЕН* складовими якого є КГУ, СЕС, накопичувач теплової й електричної енергій. На основі запропонованої структури була сформульована та вирішена задача оптимізації для трьох різних досліджень з ЦФ мінімізації загальної вартості енергії, зменшення викидів CO_2 , NO_x та SO_x газів, і застосування мультикритеріального підходу.

Основні наукові результати розділу опубліковано у наукових працях [46–75].

4 МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ ГЕНЕРАЦІЇ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ В СТРУКТУРІ ІНТЕГРОВАНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

4.1 Вибір програмного забезпечення для моделювання роботи сонячної електростанції

Для виконання проєктних робіт щодо функціонування СЕС використовуються різні програмні середовища, які дають можливість вирішувати різні завдання:

- розробки проєктів електрифікації нових об'єктів;
- проведення оптимізації монтажу й експлуатації вже функціонуючих СЕС;
- проведення попередніх розрахунків для укладення контрактів або підготовки комерційної пропозиції;
- розрахунку ККД встановленої системи;
- узгодження взаємодії СЕС з енергосистемою загального користування;
- виконання енергетичних розрахунків і тестів.

Тому було проведено аналіз різних програмних інструментів, які дають можливість спроектувати СЕС.

4.1.1 Програмний інструмент PVWatts

Фактично, це онлайн калькулятор (pvwatts.nrel.gov), який дає можливість користувачеві оцінити продуктивність СЕС. Вона розрахована на користувачів, що мають базове уявлення про функціонування сонячних батарей і бажають самостійно переконатися у тій вигоді, яку вони отримують після їх установки.

У 2014 році розробники істотно оновили та модифікували програму, значно оптимізувавши призначений для користувача інтерфейс. Крім того, більш точними стали проведені розрахунки. Наприклад, у ранній версії *PVWatts* значення реальної потужності за замовчуванням розраховувалося на рівні 77 % від зазначеного номіналу, то тепер при розрахунках за замовчуванням втрати становлять 14 %. Крім того, більш високі показники (близько 7–9 %) можуть бути отримані за рахунок обліку того, що фотоелектричні системи можуть встановлюватися з фіксованим нахилом. У новій версії *PVWatts* можна враховувати бази *Google Maps* із даними про погоду та інсоляції, хоча враховуються статистичні дані за все за один рік. Точність отриманих даних збільшилася та за рахунок обліку ефективної потужності СЕС й оцінки міжрядних втрат через затінення у проєктах зі спостережними системами. Про ефективність і затребуваність даної програми говорить відвідуваність сайту – близько 20 тисяч користувачів щомісяця.

4.1.2 Програмний інструмент System Advisor Model

Складніша, але при цьому – більш точна модель, розрахована на професійних користувачів: інженерів, дослідників, розробників проєктів і виробників обладнання. Як і багато сучасних систем моделювання, *System Advisor Model* проводить розрахунок продуктивності СЕС, використовуючи відразу декілька комп'ютерних математичних моделей, які відтворюють технології генерації електроенергії. *System Advisor Model* дає змогу не тільки точно розраховувати продуктивність СЕС, а й отримати вартість згенерованої електроенергії з урахуванням проєктних і експлуатаційних витрат. У програмі закладено вісім різних фінансових моделей можливого використання фотоелектричних систем.

Серед інших переваг варто відзначити:

- більш точний облік екологічних чинників і мінливості природи – є можливість завантаження бази даних метеоспостережень за кілька років як з Інтернету, так і введення власних даних;
- наявність декількох бібліотек даних, в яких занесено характеристики компонентів системи: фотоелектричний модуль (ФЕМ), інверторів, параболічних приймачів, колекторів і т.д.;
- можливість коригування фінансових показників (ставки кредитування, рівня інфляції, тарифів для житлових будинків і комерційних підприємств);
- облік у фінансових моделях витрат на установку (включаючи закупівлю обладнання, виплати робочих, оренду техніки, проєктні витрати, витрати на землю – оренду або купівлю), а також витрати на експлуатацію та технічне обслуговування.

System Advisor Model дає змогу переглядати результати як у вигляді графіків, так і у вигляді таблиць, відображаючи найрізноманітніші показники, які цікавлять користувача, наприклад, добовий погодинний графік генерування електроенергії, річний обсяг виробництва електроенергії або деталізація річного прибутку при продажу електроенергії. Отримані звіти можна імпортувати та розміщувати в презентації, звіти або комерційні пропозиції.

4.1.3 Програмний інструмент Helioscope

Одна з найбільш сучасних розрахункових платформ, яка з'явилася у 2014 році. Її цільова аудиторія – менеджери та розробники нових проєктів, інженери, системні проєктувальники, а також технічні фахівці, що займаються «просуванням» і продажем проєктів.

Програмне забезпечення дає змогу проводити розрахунок як дахових, так і наземних конструкцій сонячних батарей, його можна використовувати

для проектування СЕС як для житлового фонду, так і комерційної нерухомості. Спочатку програма *Helioscope* давала змогу моделювати СЕС лише потужністю до 5 МВт, але з початку 2016 року – виконувати розрахунки для систем потужністю до 100 МВт. Крім того, програма дає можливість розраховувати фінансові показники, виходячи з заданих комунальних тарифів й інших даних.

Helioscope має простий, інтуїтивно зрозумілий інтерфейс, який дає можливість легко навчитися й орієнтуватися у можливостях програми. Крім того, варто відзначити:

- наявність спеціального плагіна, що дає змогу будувати 3D моделі для розрахунків втрат, які спричинені затінюванням;
- система дає змогу змодельовати фізичне розташування об'єктів на поверхні землі, використовуючи дані *Google Earth*;
- можливість передачі отриманих моделей у систему автоматизованого проектування, що дає можливість істотно прискорити процес створення плану будівництва;
- так як *Helioscope* дає змогу змодельовати фізичне розташування всіх компонентів СЕС, архітектори часто використовують її для аналізу й оптимізації загального дизайнерського рішення будинку (об'єкту). Припустимо і зворотний процес, коли ґрунтуючись на архітектурному рішенні будинку та прилеглих об'єктів, можна розрахувати, наскільки будуть затінювати сонячні батареї та до яких втрат це може призвести;
- можливість використання різних метеорологічних баз, у тому числі – введення призначених для користувача файлів, що містять інформацію про погоду для конкретної місцевості.

4.1.4 Програмний інструмент HOMER Pro

Цільова аудиторія даного інструментарію – проектувальники, дослідники та системні інженери, які проектують/налаштовують електричні

мікромережі для кампусів, невеликих селищ і сіл, військових баз або островів. Якщо для розрахунку потужності СЕС у програмі використовується досить проста формула, що дає в цілому задовільний результат із досить великою похибкою, то основною перевагою її є можливість моделювання гібридних мікросистем – складних енергетичних конструкцій, що включають у себе кілька енергетичних ресурсів. Програма дає змогу інтегрувати в єдину систему різні джерела енергії – вітрові та гідрогенератори, сонячні батареї, промислову/побутову електромережу, ПЕ, комбіновану генерацію тепла й електроенергії, а також різні пристрої накопичення та зберігання електроенергії.

Основний принцип, який закладено в основу моделювання енергосистем від *HOMER Pro* – мінімізація витрат. Програма, виходячи з стартових умов, може запропонувати одночасно до сотні різних системних конфігурацій, які потім проаналізує, виходячи з діючих цін на комунальні послуги та вартості використовуваного обладнання. Інший варіант – проведення розрахунку того, наскільки зміниться вартість генерованої електроенергії при заміні одного джерела/генератора на інше.

4.1.5 Програмний інструмент Polysun

Швейцарський *SPF Institut für Solartechnik* займається випуском і оновленням програми *Polysun* з 1992 року. На сьогоднішній день є два варіанти цієї програми:

- *Professional* – інструмент для щоденного використання, спрощений варіант, розрахований на фахівців відділів продажу та монтажників, дає можливість отримувати розрахунок і створювати комерційну пропозицію протягом лічених хвилин;

- *Designer* – програма, що дає змогу максимально гнучко та точно проєктувати системи генерації електроенергії на основі ВДЕ, точного

моделювання централізованого теплопостачання та великомасштабних систем технологічного тепла.

Основні користувачі програми – консультанти в галузі енергетики, проєктанти й інженери-розробники. Крім того, додаток дає можливість аналізувати та видавати пропозиції щодо оптимізації діючих енергосистем.

Користувач отримує всебічний і повний технічний розрахунок системи, що містить всю інформацію, яка дасть можливість легко переконати потенційного клієнта в перспективності й економічній доцільності установки СЕС.

Відзначимо основні переваги програми:

- програма має україномовну версію;
- достатньо вказати точку на карті, та програма самостійно підтягує дані за кілька років, використовуючи дані *Meteotest*;
- велика база готових шаблонних рішень для проєктування систем опалення/охолодження приміщення, гарячого водопостачання, функціонування басейнів, створення комбінованих систем, можливість внесення коректив;
- створення полів сонячних батарей (до 10 тисяч установок);
- часова оцінка (погодинно, щодня, щотижня та т.д.) енергетичних потоків, зміни температур, і теплових втрат, будь-якого компонента, що входить у систему, візуалізація даних у вигляді гістограм або графіків;
- проведення фінансового аналізу – річна економія витрат на паливо після установки СЕС, період окупності з урахуванням витрат на придбання обладнання, поточних витрат на технічне обслуговування й експлуатацію;
- великий банк даних різних сертифікованих фотомодулів та іншого обладнання;
- облік у розрахунках чинників забруднення, вітру, затіненості та т.д.

4.1.6 Програмний інструмент *PV * SOL*

Інструмент для моделювання СЕС, що випускається німецькою компанією *Valentin Software* з 1999 року. Це динамічна програма, що дає можливість проводити розрахунки та проєктування СЕС, систем теплових насосів і геліотермічних установок, а також проводити фінансові розрахунки в сфері електро- та теплопостачання будівель. Основною перевагою якої є можливість моделювання з 3D візуалізацією, що дає можливість провести точний аналіз затінення фотоелектричних систем. Простий, інтуїтивно зрозумілий інтерфейс дає змогу точно відтворити місцевість, на якій планується установка СЕС, щоб на основі отриманої моделі отримати повну інформацію про затіненні фотоелементів в будь-який час року та доби. Отримана інформація дає можливість оптимізувати розташування фотоелементної бази для отримання оптимального значення потужності енергії, що генерується.

На сьогоднішній день активно використовуються три варіанти програми:

- *PV * SOL premium* – дає можливість проєктувати підключення в мережу фотоелектричних установок, створена модель дає можливість отримати інформацію стосовно енергії, яка генерується та споживається, можливості накопичення її в батарейних установках. Програма дає змогу створити візуалізацію місцевості з установкою на ній до 5000 ФЕМ (і до 100 тисяч модулів в 2D). Окрім того, саме в ній можна підібрати оптимальне розміщення фотоелектропанелей на дахах зі складним профілем. *PV * SOL premium* дає можливість найбільш точно розраховувати втрати, викликані затінюванням панелей. Крім того, у програмі реалізовано дуже точна математична модель функціонування літій-іонних акумуляторів, що дуже важливо для розрахунку систем із НЕ;

- *T * SOL* – додаток, що дає змогу підібрати оптимальні параметри для сонячних установок, визначити необхідну площу поля й ємність

аккумуляторів, а також провести підрахунок рентабельності експлуатації СЕС;

- *GeoT * SOL* – одна з кращих програм для проєктування систем опалення на основі теплових насосів.

4.1.7 Програмний інструмент PVsyst

Пакет програмного забезпечення, розроблений в Університеті Женеви в 1992 році, активно використовується для моделювання, налагодження, вивчення й аналізу даних і процесів, що протікають в фотоелектричних системах. Основні користувачі пакета програмного забезпечення – інженери-розробники, дослідники й архітектори. Додаток дає можливість проводити розрахунки ефективності та виконувати економічно обґрунтовані оцінки генерації енергії як для комерційного, так і приватного використання. Додаток підходить для проєктування як статичних фотоелектричних систем, так і динамічних (з обертанням по одній або двох осях). Крім того, програма містить алгоритми, що дають можливість розраховувати зміну затіненості для обертових фотоелектричних систем. Відзначимо й інші особливості та переваги:

- програма має велику бібліотеку даних різних фотоелектричних систем і пристроїв, у тому числі тонкоплівкових елементів;
- отримання метеоданих для будь-якої точки місцевості з *Meteonorm*;
- висока точність проведення розрахунків, у середньому відхилення реальних показників потужності від проєктних не перевищує 2 %;
- використання оновлених алгоритмів, що дають можливість максимально точно моделювати затіненість елементів, у тому числі – за рахунок побудови анімаційних 3D моделей. Вони можуть використовуватися, як для проведення розрахунків, так і для архітектурного проєктування або презентацій для потенційних замовників;

- реалізовані у програмі математичні моделі, досить точно описують негативні чинники, що призводять до втрат генерації електроенергії та всередині системи – це дає змогу не тільки отримувати точні результати, але і шукати шляхи мінімізації втрат;

- уявлення розрахунків у вигляді графіків і таблиць у залежності від кута нахилу й азимута установки панелей;

На сьогоднішній день *PVsyst* – один із найбільш затребуваних інструментів для моделювання СЕС серед інженерів і менеджерів, які займаються реалізацією промислових СЕС.

У таблиці 4.1 наведено порівняльну характеристику програмного забезпечення.

Для проведення моделювання та розрахунку технічних характеристик СЕС слід використовувати спеціальне програмне забезпечення, що дає можливість точно спрогнозувати обсяги генерування електроенергії для конкретних умов місцевості та визначити всі компоненти системи, які можуть бути змонтовані та підключені.

Таблиця 4.1 – Порівняльна характеристика програмного забезпечення

Критерії	Назва програмного забезпечення						
	<i>PVWatts</i>	<i>System Advisor Model</i>	<i>Helioscope</i>	<i>HOMER Pro</i>	<i>Polysun</i>	<i>PV*SQL</i>	<i>PV_{syst}</i>
Безкоштовне	+	+	-	-	-	-	-
Використання продукту онлайн	+	-	+	-	+	-	-
Україномовний інтерфейс	-	-	-	-	+	-	-
Наявність пробної версії	-	-	+	-	+	+	+
Банки приймають звіти для видачі кредитів на станцію	-	-	+	-	-	-	+
Моделювання первинних розрахунків	+	-	-	-	+	-	-
Можливість завантаження власної бази даних метеоспостережень	-	+	+	-	+	+	+
Наявність декількох бібліотек даних	-	+	+	+	+	+	+
Інтуїтивно зрозумілий інтерфейс	+	-	+	-	+	-	+
Можливість моделювання 3D моделі	-	-	+	-	-	+	-
Моделювання фізичного розташування об'єктів на поверхні землі	-	-	+	-	+	+	-
Можливість моделювання гібридних мікросистем	-	-	-	+	-	-	-
Можливість фінансових розрахунків	-	+	+	+	+	+	+
Розрахунок затінення панелей та інших об'єктів	-	-	+	-	-	+	+

4.2 Моделювання систем накопичення в структурі сонячних електростанцій

У даному пункті наведено практичне використання програмних продуктів щодо моделювання декількох варіантів промислової СЕС при різному обладнанні. Моделювання проводилось з метою дослідження ефективності роботи СЕС та її взаємодію з системою накопичення з врахуванням економічних складових на будівництво.

Для моделювання промислової СЕС необхідно такі початкові дані:

- ділянка для розміщення СЕС номінальною потужністю 100 МВт загальною площею 210 га – місцем розташування обираємо Дніпропетровську область, оскільки це найбільший за кількістю запущених за останній рік СЕС регіон України;
- центральні інверторні підстанції встановленою потужністю – 5 МВт (до складу таких інверторних підстанцій входять РП-1 кВ, РП-35 кВ, трансформатор 0,4/35 кВ, модуль зв'язку та моніторингу);
- сонячні фотомодулі (ФЕМ) потужністю від 405 кВт·пік до 440 кВт·пік технології *Half-cell* (на теперішній час провідні виробники ФЕМ зосереджують свої виробничі потужності на 420-х ФЕМ, але ринкова тенденція говорить про постійне збільшення потужності ФЕМ і найвірогідніше це будуть 440-ві та вище ФЕМ, тому використаємо їх для варіантів модуляцій);
- конфігурація сонячного поля: кут нахилу – 27° , крок – 9м.

Фотоелектрична система: *PV*-модуль підключений до інвертора *AC/DC* через коробку суматора, а інвертор підключено до шини змінного струму 10 кВ через підвищуючий трансформатор.

Система НЕ: АБ розділено на дві групи та підключено до двох *Power control system (PCS)* (система управління потужністю), а потім підключено до шини змінного струму через трансформатор. Перетворювач і трансформатор інтегровано в один контейнер, а акумуляторну систему окремо інтегровано в інший контейнер. Наприклад, кожен *PCS* потужністю 500 кВт відповідає батареї для зберігання енергії кількістю 4 МВт·год, що становить 1 МВт/МВт·год.

На рис. 4.1 наведено схему приєднання системи.

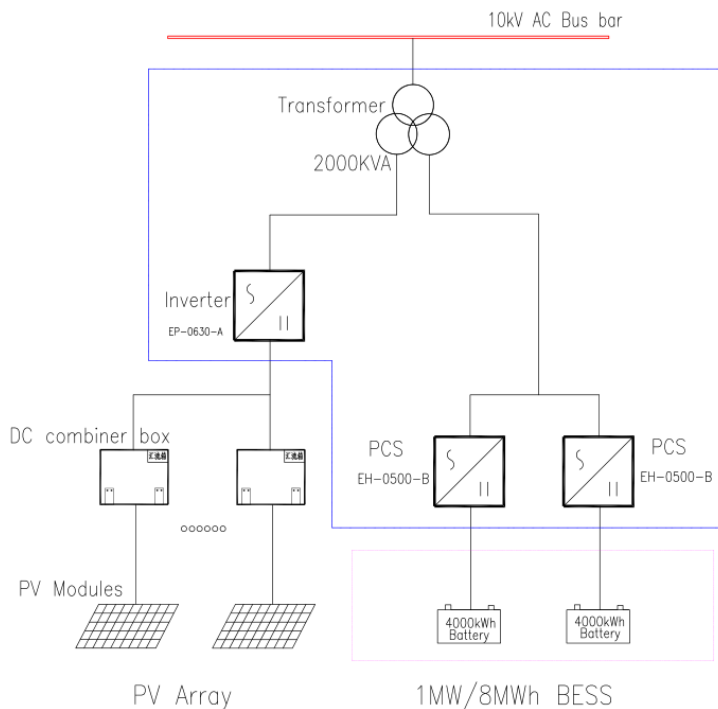


Рисунок 4.1 – Схема приєднання системи накопичення до локальної мережі

Інтегровано два перетворювачі НЕ *EH-0500-B*, один інвертор *EP-0630-A*, трансформатор, шафу перемикачів змінного струму, шафу розподільного струму в 20-футовий контейнер. Внутрішнє компонування контейнера зображено на рис. 4.2.

Система акумуляторів НЕ окремо інтегровано в контейнер. Кожен *PCS* потужністю 500 кВт відповідає акумулятору для зберігання енергії кількістю 4 МВт·год. Кожен із двох 1000 кВт·год НЕ інтегрований у 40-футовий контейнер, загалом чотири 40-футові контейнери. Далі йде акумулятор енергоносіїв потужністю 2000 кВт (рис. 4.2).

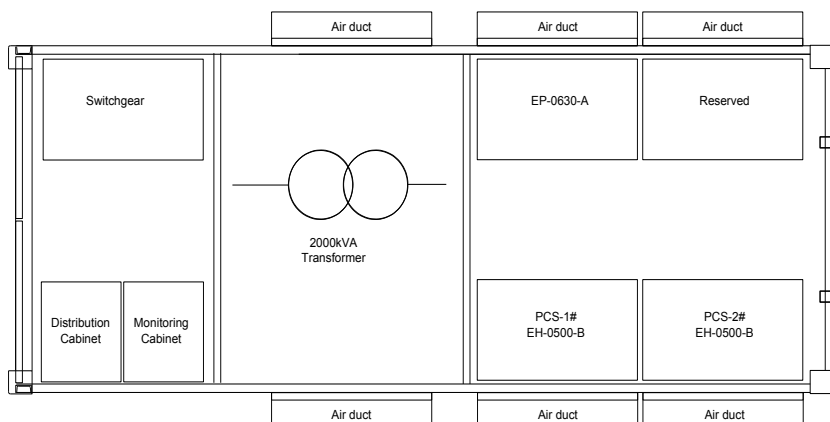


Рисунок 4.2 – Розміщення основного обладнання в контейнері

Макет контейнера зображено на рис. 4.3.

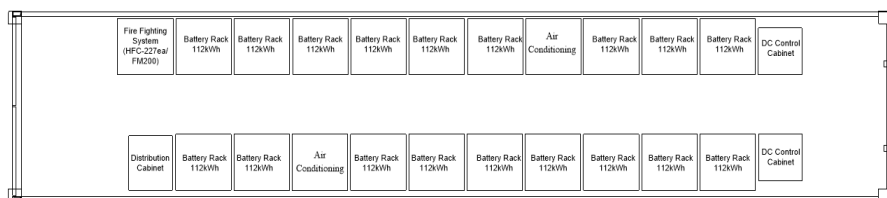


Рисунок 4.3 – Розміщення АБ у контейнері

Перший крок – це побудова моделі у спеціалізованому програмному забезпеченні. Провідні компанії користуються різними програмними комплексами, але найрозповсюдженіші – це *PVsyst* та *Virtuosolar*. Використаємо *PVsyst*. У таблиці 4.2 наведено варіанти модуляції, які проведено у комплексі *PVsyst*.

Таблиця 4.2 – Варіанти модуляцій в програмному комплексі *PVsys*

<i>Inverter Station</i>			<i>PV module</i>		<i>Phom ratio</i>	<i>AC Power</i>	<i>DC Power</i>	<i>Strings</i>	<i>PV module</i>	<i>Table</i>	<i>Combiner BOX</i>	<i>Storage 1 MW</i>
<i>Company</i>	<i>Power, MW</i>	<i>Number</i>	<i>Company</i>	<i>Power, Wp</i>		<i>AC Power, MW</i>	<i>DC Power, MW</i>	<i>Number</i>	<i>Number</i>	<i>Number</i>	<i>Number</i>	<i>Number</i>
<i>Sineng</i>	5	20	<i>Risen</i>	410	1,39	100	139,01	13040	339040	6520	815	1
<i>Sineng</i>	5	20	<i>Longi solar</i>	420	1,42	100	142,40	13040	339040	6520	815	
<i>Sineng</i>	5	20	<i>Longi solar</i>	435	1,44	100	144,32	12760	331760	6380	797	
<i>Sineng</i>	5	20	<i>JA</i>	405	1,37	100	137,31	13040	339040	6520	815	
<i>Sineng</i>	5	20	<i>JA</i>	440	1,44	100	144,04	13640	327360	6820	852	
<i>Sineng</i>	5	20	<i>Risen</i>	410	1,39	100	139,01	13040	339040	6520	815	0
<i>Sineng</i>	5	20	<i>Longi solar</i>	420	1,42	100	142,40	13040	339040	6520	815	
<i>Sineng</i>	5	20	<i>Longi solar</i>	435	1,44	100	144,32	12760	331760	6380	798	
<i>Sineng</i>	5	20	<i>JA</i>	405	1,37	100	137,31	13040	339040	6520	815	
<i>Sineng</i>	5	20	<i>JA</i>	440	1,44	100	144,04	13640	327360	6820	853	

Для прикладу проаналізуємо наступну вибірку, результати якої представлено у таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Характеристики вибірки

<i>FULL OF POWER PV station</i>	<i>Inverter</i>	<i>Option</i>	1
		<i>Company</i>	<i>Sineng/KSTAR</i>
		<i>Power, MW</i>	5
	<i>PV module</i>	<i>Company</i>	<i>Longi</i>
		<i>Power, Wp</i>	425
	<i>Power</i>	<i>AC Power, MW</i>	100
	<i>Power Strings</i>	<i>DC Power, MW</i>	142,40
			652
	<i>Strings ALL</i>		13040
	<i>PV module</i>		16952
	<i>Table</i>		326

За допомогою програмного комплексу *PVsys* змодельовано СЕС з урахуванням обмеження по приєднаній потужності у 5 МВт, а надлишкову

Покроковий алгоритм роботи у програмному комплексі *PVsyst*:

[illegible]

2. Пункт *Project design* \rightarrow *Grid Connected*. Заповнюємо форму (назва проєкту, обираємо місце розташування та метеоданні). Далі заповнюємо *Input parameters* (рис. 4.5).

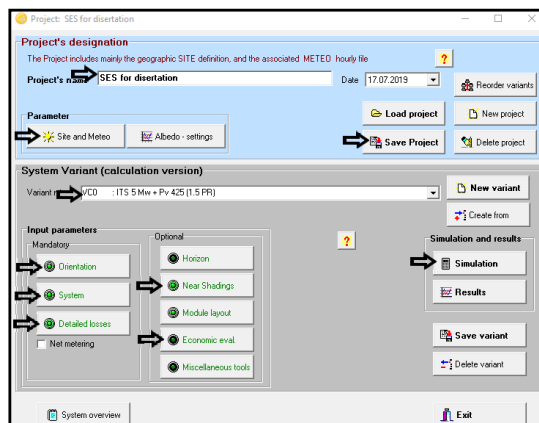


Рисунок 4.5 – Місце розташування та метеоданні у програмному комплексі *PVsyst*

3. Заповнюємо вкладення *orientation* (обираємо тип поля, кут нахилу, крок між панелями та розмір ширини панелі) (рис. 4.6).

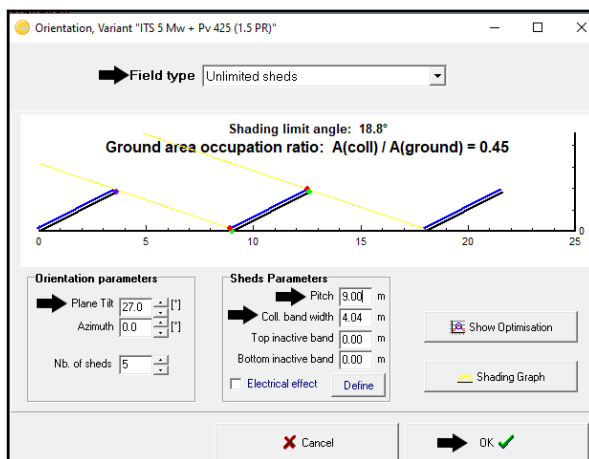


Рисунок 4.6 – Налаштування обладнання СЕС у програмному комплексі *PVsyst*

4. Заповнюємо вкладення *System* (обираємо *PV module*, *Inverter* та конфігурацію сонячного поля – кількість модулів у стрінгу та кількість стрігів на один інвертор) (рис. 4.7).

Grid system definition, Variant "ITS 5 Mw + Pv 425 (1.5 PR)"

Global System configuration		Global system summary	
1	Number of kinds of sub-arrays	Nb. of modules	16952
Simplified Schema		Module area	37718 m ²
		Nb. of inverters	2
		Nominal PV Power	7205 kWp
		Maximum PV Power	6764 kWdc
		Nominal AC Power	5000 kWac

PV Array

Sub-array name and Orientation

Name PV Array

Orient. Unlimited sheds

Tilt 27°

Azimuth 0°

Pressing Help

No Sizing

Enter planned power 7204.6 kWp

... or available area 37718 m²

Select the PV module

Available Now

Longi Solar

425 W/p 34V

Si-mono

LR4-72HPH-425M

Longi 201812

Open

Sizing voltages : Vmpp (60°C) 34.7 V

Voc (-10°C) 54.2 V

Use Optimizer

Select the inverter

Available Now

Sineng Electric Co., Ltd

2500 kW/ 800 - 1300 VTL

50 Hz

EP-2500-HA-0D 35kV MV

Open

Nb. of inverters 2

Operating Voltage: 800-1300 V

Global Inverter's power 5000 kWac

Use multi-MPPT feature

Input maximum voltage: 1500 V

Inverter with 2 MPPT

Design the array

Number of modules and strings

Mod. in series 28

between 24 and 27

Nbre strings 652

Overload loss 1.0 %

Prom ratio 1.44

Show sizing

Operating conditions

Vmpp (60°C) 803 V

Vmpp (20°C) 1067 V

Voc (-10°C) 1410 V

Plane irradiance 1000 W/m²

Imp (STC) 6920 A

Isc (STC) 7352 A

Max. operating power at 1000 W/m² and 50°C 6534 kW

Nb. modules 16952

Area 37718 m²

Isc (at STC) 7244 A

Array nom. Power (STC) 7205 kWp

The inverter power is slightly undersized.

System summary

Cancel

OK

Рисунок 4.7 – Конфігурація сонячного поля у програмному комплексі PVsyst

5. Заповнюємо вкладення *Detailed losses*:

– *Ohmic Losses* (заносимо значення втрат в трансформаторі, вказуємо переріз і довжину кабельної лінії від суматора до інвертора та від інвертора до підстанції) (рис. 4.8).

PV field detailed losses parameter

Thermal parameter | Ohmic Losses | Module quality - LID - Mismatch | Soiling Loss | IAM Losses | Auxiliaries | Degradation

DC circuit: ohmic losses for the array

Global wiring resistance 5.30 mOhm

or in loss fraction at STC 3.5 %

Voltage Drop across series diode 0.0 V

Calculated

Detailed computation

AC circuit: inverter to injection point

Significant length, to be accounted for

Length Inverter to injection 22323 m

Loss fraction at STC 2.03 %

STC: Pac = 7110 kW, Vac = 35000 V Tri, I = 117 A

Voltage drop at STC 710.5 V (2.0 %)

Between inverter and transfo

From transfo to injection

External transformer

External transformer present

Iron loss (constant value) 0.10 %

7.11 kW

Resistive/Inductive losses 0.00 % at STC

(quadratic, R * I², R = 0.0 mOhm)

Night disconnect

Losses graph

Cancel

OK

Рисунок 4.8 – Налаштування підключення СЕС до мережі у програмному комплексі PVsyst

– *Module quality* → *LID* → *Mismatch* (вказуємо втрати в *MPPT*, *LID* деградацію, й ефективну деградацію (від протікання струму)) (рис. 4.9).

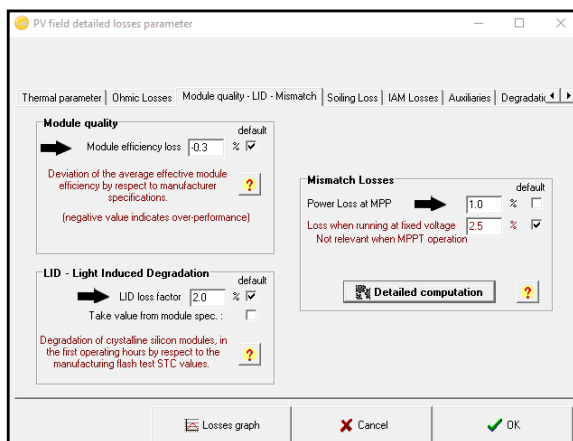


Рисунок 4.9 – Налаштування втрат електроенергії у програмному комплексі *PVsyst*

– *Auxiliaries* (ввести додаткові втрати (обігрів, вентилявання)) (рис. 4.10).

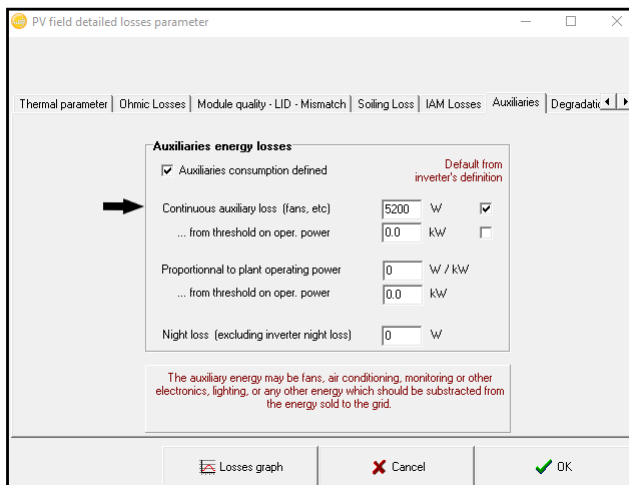


Рисунок 4.10 – Налаштування додаткових втрат електроенергії у програмному комплексі *PVsyst*

– *Unavailability* (ввести параметри неспрацювання системи) та тиснемо «OK» (рис. 4.11).

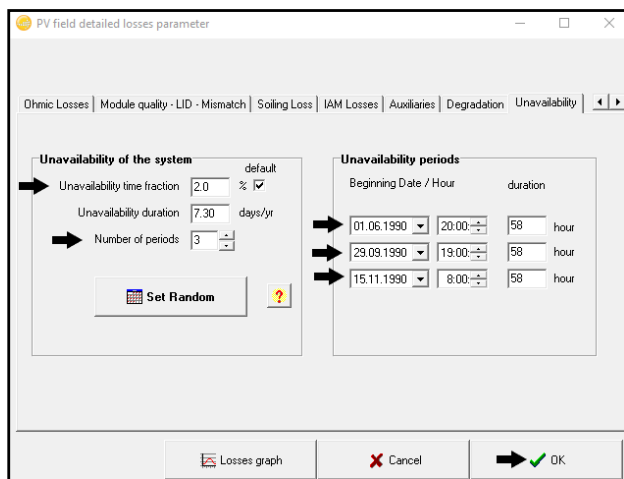


Рисунок 4.11 – Параметри неспрацювання системи у програмному комплексі *PVsyst*

6. Заповнюємо вкладення *Near Shadings* → *Construction/Perspective* (за допомогою інструментів створюємо 3D модель СЕС) (рис. 4.12).

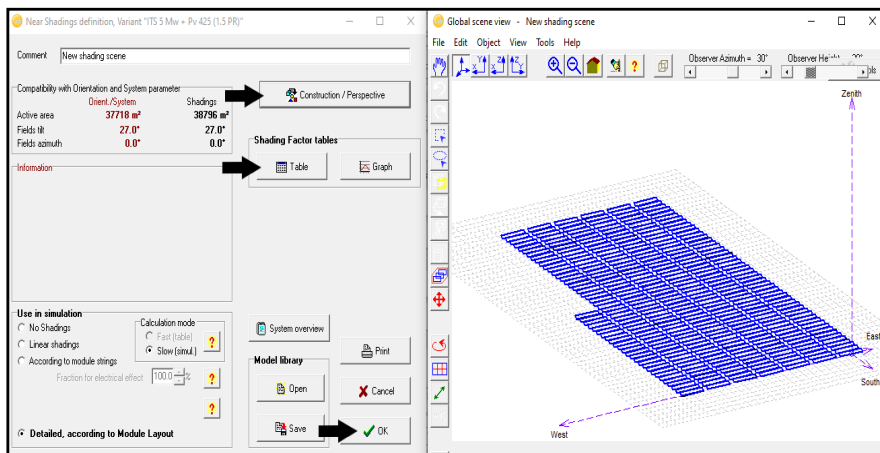


Рисунок 4.12 – 3D модель СЕС у програмному комплексі *PVsyst*

7. *Module Layout* – поглиблює 3D моделювання через врахування коміркового затінення (тобто враховує технологію *half-cell*). При відкритті *Module Layout* маємо такі чотири вкладки:

- *Mechanical* (фізичні властивості 3D побудови) (рис. 4.13).

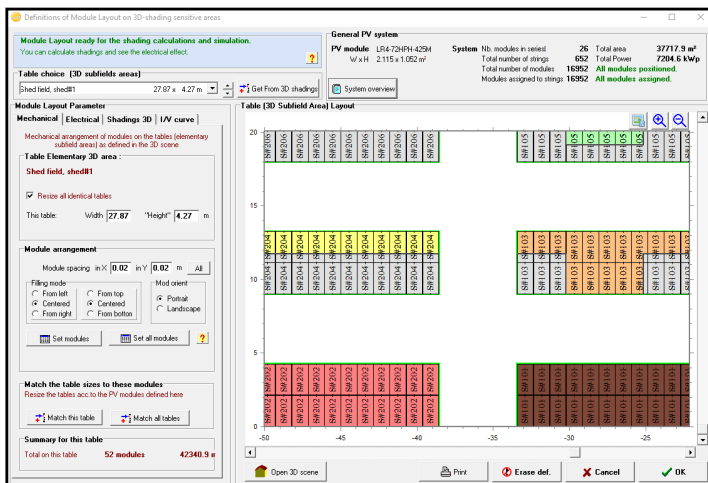


Рисунок 4.13 – Фізичні властивості 3D побудови у програмному комплексі PVsyst

- *Electrical* (тип з'єднання комірок і відповідність кількості електричних зв'язків із фізичною кількістю панелей) (рис. 4.14).

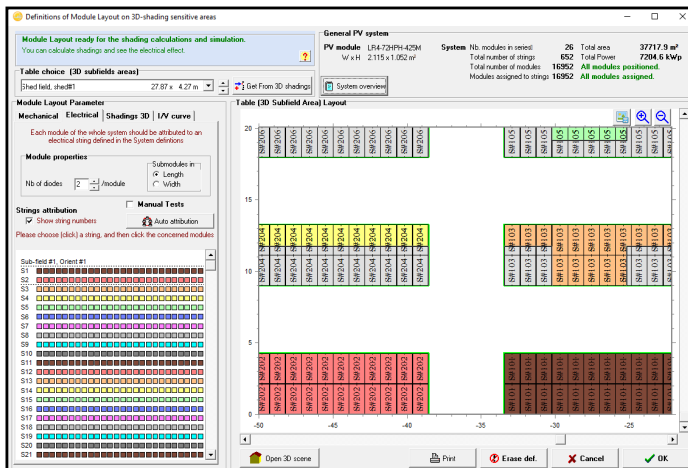


Рисунок 4.14 – Налаштування тип з'єднання у програмному комплексі PVsyst

– *Shadings 3D* (вибір періоду моделювання) (рис. 4.15).

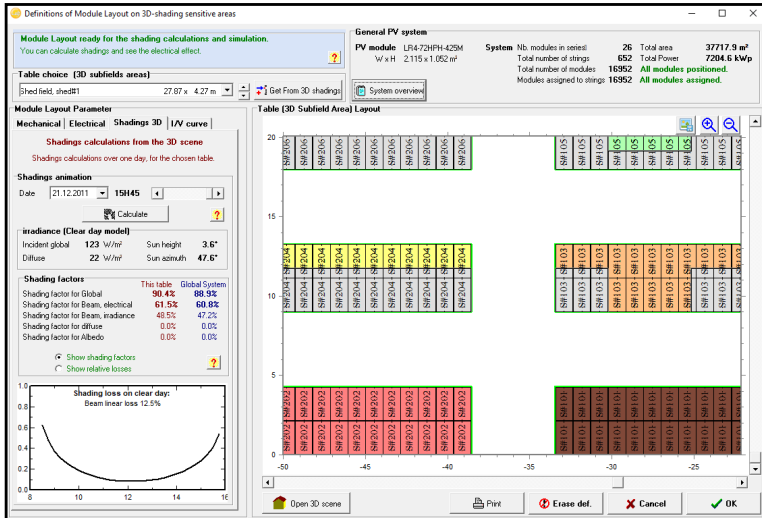


Рисунок 4.15 – Моделювання у програмному комплексі *PVsyst*

– *I/V curve* (вольт-амперна характеристика процесу генерації) (рис. 4.16).

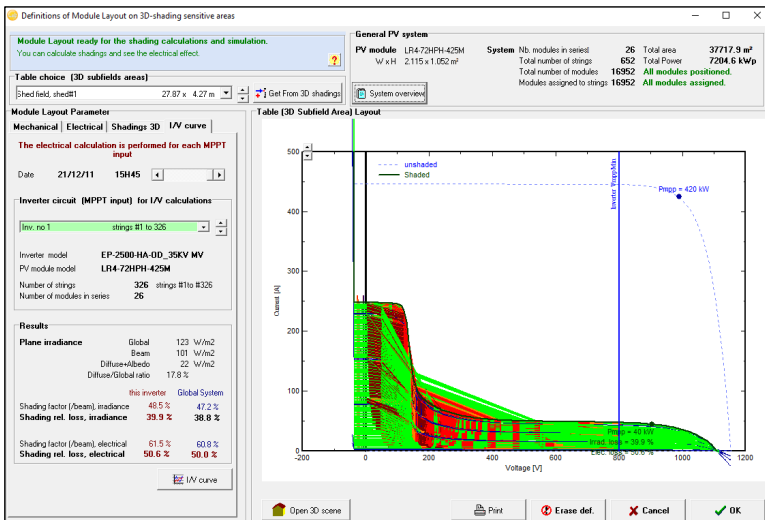


Рисунок 4.16 – Вольт-амперна характеристика в програмному комплексі *PVsyst*

8. *Storage* – вибір характеристики накопичувальної системи:

– *System kind* (тип системи накопичення) – обираємо *Peak Shaving*. Це означає, що перегенерований пік буде «зрізаний» у *Storage* (рис. 4.17).

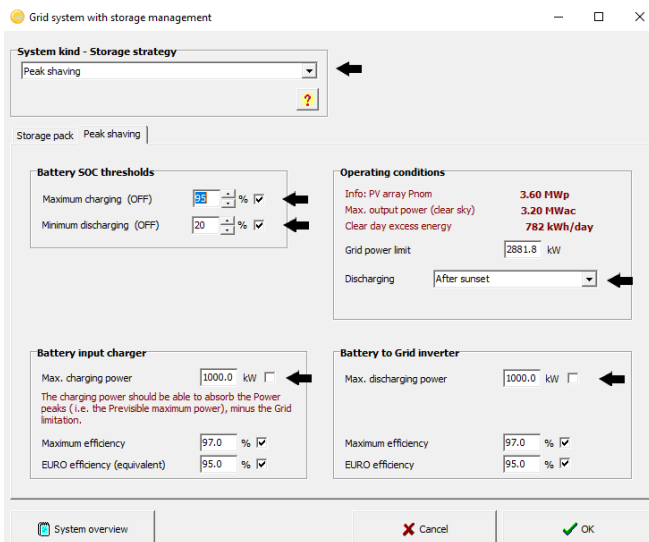


Рисунок 4.17 – Налаштування систем накопичення у програмному комплексі *PVsyst*

– Заповнюємо вкладення *Storage pack* з урахуванням вибірки на 1 МВт. Заповнюємо *Peak Shaving* (обираємо глибину заряду та розряду батарей, визначаємо момент розряду – після заходу сонця) (рис. 4.18 та 4.19).

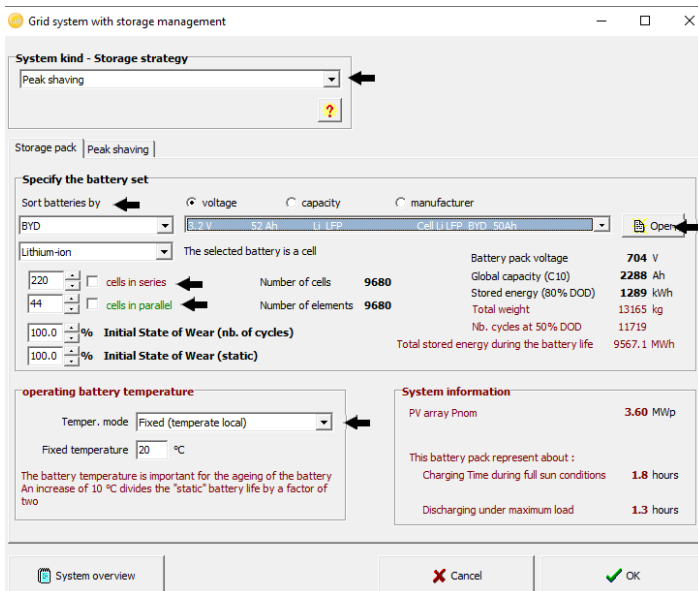


Рисунок 4.18 – Налаштування систем накопичення у режимі заряду в програмному комплексі *PVsyst*

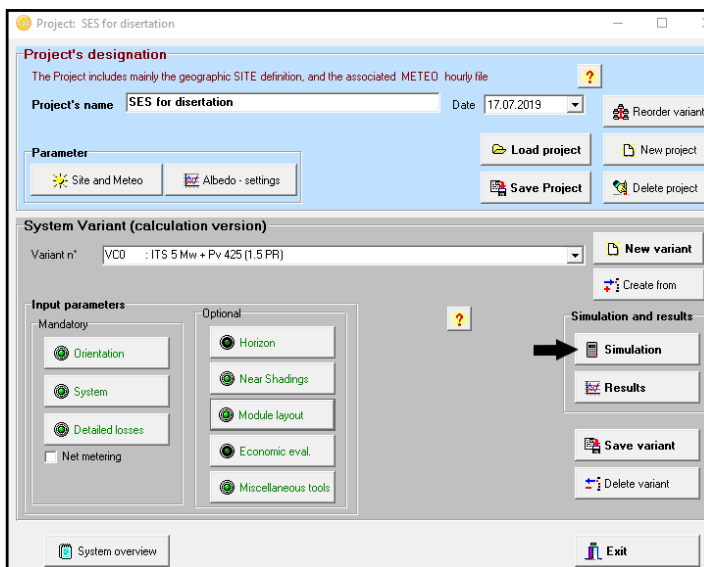


Рисунок 4.19 – Налаштування систем накопичення в режимі розряду в програмному комплексі *PVsyst*

9. Для запуску симуляції необхідно натиснути *Simulation*.

У результаті симуляції отримаємо звіт із повним описанням конфігурованої системи, результуючу діаграму використання енергії та прогнозовану генерацію за рік зазначеного у *Shadings 3D* періоду (таблиця 4.4).

Таблиця 4.4 – Баланс і головні результати моделювання

<i>Balances and main results</i>								
	<i>GlobHor</i>	<i>T Amb</i>	<i>GlobInc</i>	<i>GlobEff</i>	<i>EArray</i>	<i>E_Grid</i>	<i>EApGrid</i>	<i>EffSysR</i>
	<i>kWh/mI</i>	°C	<i>kWh/mI</i>	<i>kWh/mI</i>	<i>MWh</i>	<i>MWh</i>	<i>MVAh</i>	%
<i>January</i>	24,50	-2,50	37,20	32,70	177,00	141,60	175,69	11,85
<i>February</i>	39,00	-1,30	55,70	51,50	361,00	285,00	353,87	16,18
<i>March</i>	82,50	3,50	103,30	96,00	677,00	532,50	649,42	16,02
<i>April</i>	125,20	9,90	142,10	132,10	898,00	702,00	882,25	15,83
<i>May</i>	165,90	15,70	171,20	159,50	1033,00	756,50	1014,85	15,11
<i>June</i>	176,10	18,20	174,00	161,90	1021,00	802,40	1003,64	14,70
<i>July</i>	177,10	20,70	180,10	167,40	1080,00	864,00	1061,15	15,02
<i>August</i>	141,30	19,90	151,20	139,70	930,00	701,60	914,08	15,41
<i>September</i>	103,70	14,10	127,30	118,60	801,00	624,80	787,43	15,79
<i>October</i>	61,70	9,20	86,20	80,30	548,00	402,90	538,43	15,91
<i>November</i>	29,90	3,90	37,40	33,00	189,00	142,60	170,68	11,64
<i>December</i>	16,40	-1,50	25,50	21,10	107,00	84,30	97,16	9,73
<i>Year</i>	1139,30	9,21	1291,20	1193,70	7822,00	6040,20	7645,38	15,10

Порівняння згенерованої та відпущеної енергій наведено в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Порівняння згенерованої та відпущеної енергій

<i>EArray</i>	<i>E_Grid</i>	<i>Result</i>
<i>MWh</i>	<i>MWh</i>	<i>MWh</i>
7822,00	6040,20	-1781,8

Порівнюючи згенеровану та відпущену енергій бачимо, що різниця становить 1781,8 МВт·год/рік. Це втрати у кабельних лініях і трансформаторі, деградації фотомодулів і втрати «відрізання» надлишково згенерованої енергії (внаслідок перевантаження).

Аналізуючи данну модель будуємо порівняльний графік згенерованої та відпущеної енергій (рис. 4.19).

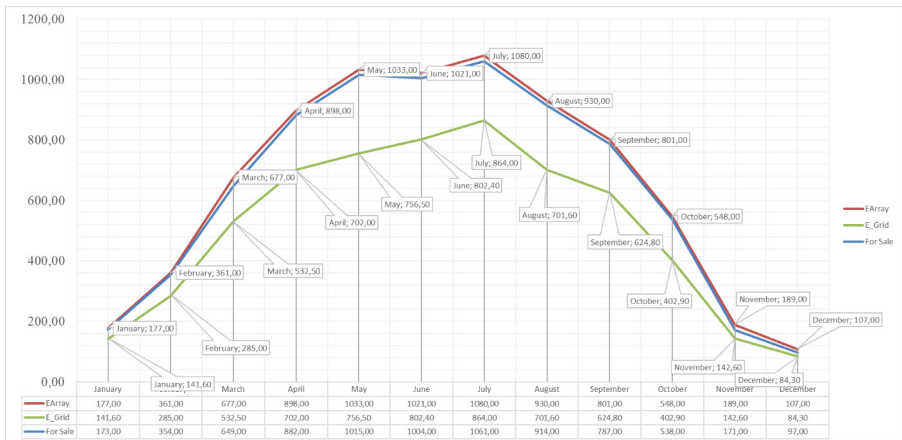


Рисунок 4.19 – Порівняльний графік згенерованої та відпущеної енергії

За допомогою програмного комплексу *PVsyst* моделюємо CEC із урахуванням обмеження по приєднанню – 5 МВт, надлишкову енергію, що генерується використовуємо для накопичення у системі *Energy Storage* з подальшою видачею у мережу в години неномінальної генерації (таблиця 4.6).

Таблиця 4.6 – Баланс і головні результати моделювання

Balances and main results								
	<i>GlobHor</i> <i>kWh/mI</i>	<i>T Amb</i> °C	<i>GlobInc</i> <i>kWh/mI</i>	<i>GlobEff</i> <i>kWh/mI</i>	<i>EArray</i> <i>MWh</i>	<i>E_Grid</i> <i>MWh</i>	<i>EApGrid</i> <i>MVAh</i>	<i>EffSysR</i> %
<i>January</i>	24,50	-2,50	37,20	32,70	177,00	173,00	175,69	11,85
<i>February</i>	39,00	-1,30	55,70	51,50	361,00	354,00	353,87	16,18
<i>March</i>	82,50	3,50	103,30	96,00	677,00	649,00	649,42	16,02
<i>April</i>	125,20	9,90	142,10	132,10	898,00	882,00	882,25	15,83
<i>May</i>	165,90	15,70	171,20	159,50	1033,00	1015,00	1014,85	15,11
<i>June</i>	176,10	18,20	174,00	161,90	1021,00	1004,00	1003,64	14,70
<i>July</i>	177,10	20,70	180,10	167,40	1080,00	1061,00	1061,15	15,02
<i>August</i>	141,30	19,90	151,20	139,70	930,00	914,00	914,08	15,41
<i>September</i>	103,70	14,10	127,30	118,60	801,00	787,00	787,43	15,79
<i>October</i>	61,70	9,20	86,20	80,30	548,00	538,00	538,43	15,91
<i>November</i>	29,90	3,90	37,40	33,00	189,00	171,00	170,68	11,64
<i>December</i>	16,40	-1,50	25,50	21,10	107,00	97,00	97,16	9,73
<i>Year</i>	1139,30	9,21	1291,20	1193,70	7822,00	7645,00	7645,38	15,10

Порівняння згенерованої та відпущеної енергії наведено в таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 – Порівняння згенерованої та відпущеної енергій

<i>E_{Array}</i>	<i>E_{Grid}</i>	<i>Result</i>
<i>MWh</i>	<i>MWh</i>	<i>MWh</i>
7822,00	7645,00	-177,00

Порівнюючи згенеровану та відпущену енергій бачимо, що різниця становить 177 МВт·год/рік. Це втрати у кабельних лініях і трансформаторі, деградації фотомодулів, тобто обов'язкові втрати.

Аналізуючи данну модель будуємо порівняльний графік згенерованої та відпущеної енергій (рис. 4.20).

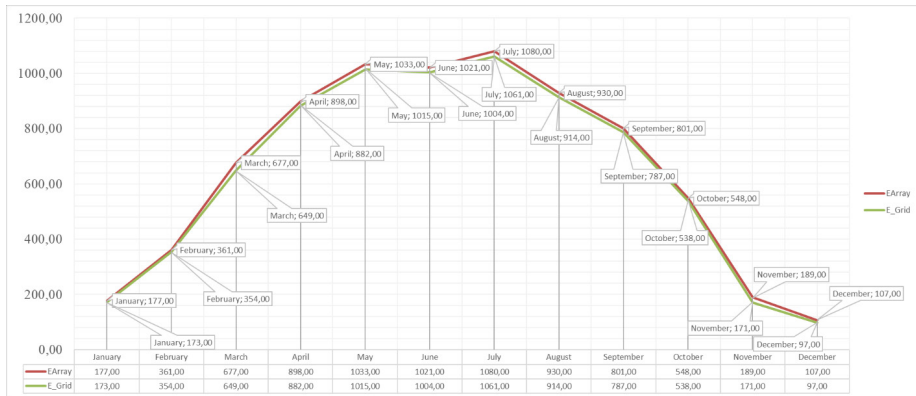


Рисунок 4.20 – Порівняльний графік згенерованої енергії та відпущеної енергії

Згідно данного аналізу можемо зробити висновок, що з точки зору прогнозування відпуску електричної енергії в мережу, більш доцільним є варіант з використанням *Energy Storage*, адже різниця між двома варіантами становить 1604,8 МВт·год/рік.

По аналогії проведено розрахунок для загальної потужності СЕС, результати розрахунку надано в таблиці 4.8.

Таблиця 4.8 – Підсумкова таблиця моделювання різних варіацій СЕС потужністю 100 МВт

	option	+Energy Storage (1 MW·hour)					-Energy Storage				
		1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
Inverter Station	Company	Sineng	Sineng	Sineng	Sineng	Sineng	Sineng	Sineng	Sineng	Sineng	Sineng
	Power, MW	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	Number	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
	Company	Risen	Longi solar	Longi solar	JA	JA	Risen	Longi solar	Longi solar	JA	JA
PV module	Power, Wp	410	420	435	405	440	410	420	435	405	440
	Phom ratio	1.39	1.42	1.44	1.37	1.44	1.39	1.42	1.44	1.37	1.44
AC Power	Power, MW	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	DC Power	139,01	142,40	144,32	137,31	144,04	139,01	142,40	144,32	137,31	144,04
Strings	Power, MW	13040,00	13040,00	12760,00	13040,00	13640,00	13040,00	13040,00	12760,00	13040,00	13640,00
	DC Power	339040,00	339040,00	331760,00	339040,00	327360,00	339040,00	339040,00	331760,00	339040,00	327360,00
PV module Table	Power, MW	6520,00	6520,00	6380,00	6520,00	6820,00	6520,00	6520,00	6380,00	6520,00	6820,00
	DC Power	13040,00	13040,00	12760,00	13040,00	13640,00	13040,00	13040,00	12760,00	13040,00	13640,00
Combiner BOX	Power, MW	815,00	815,00	797,50	815,00	852,50	815,00	815,00	797,50	815,00	852,50
	DC Power	13040,00	13040,00	12760,00	13040,00	13640,00	13040,00	13040,00	12760,00	13040,00	13640,00
Produce Energy	Power, MW	173462,00	176954,00	182090,00	171602,00	179121,00	167886,00	170788,00	174898,00	166285,00	172418,00
	DC Power	79124,10	79124,10	77425,12	79124,10	82764,78	79124,10	79124,10	77425,12	79124,10	82764,78
CAPEX option	AC 35 kV (185 mm), metr	129880,00	129880,00	127091,17	129880,00	135856,07	129880,00	129880,00	127091,17	129880,00	135856,07
	DC 1,5 kV (120 mm), metr	537920,00	537920,00	526369,57	537920,00	562670,92	537920,00	537920,00	526369,57	537920,00	562670,92
	DC 0,8 kV (4 mm), metr	40820,00	40820,00	39943,50	40820,00	42698,22	40820,00	40820,00	39943,50	40820,00	42698,22
	Connected (2x2x0,78) RS485, metr	26374,00	26374,00	25807,69	26374,00	27587,53	26374,00	26374,00	25807,69	26374,00	27587,53
Fence, metr	Power, MW	651 223	651 223	651 223	651 223	651 223	651 223	651 223	651 223	651 223	651 223
	DC Power	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
DC	Power, MW	139,01	142,40	144,32	137,31	144,04	139,01	142,40	144,32	137,31	144,04
	DC Power	1247,87	1242,68	1261,75	1249,73	1243,56	1207,76	1199,38	1211,91	1211,01	1197,03

Наступний крок – на основі проведених розрахунків складемо порівняльні таблиці загального річного прибутку (таблиця 4.9 та 4.10).

Таблиця 4.9 – Підсумкова таблиця прибутковості СЕС без урахування *Storage*

<i>Inverter Station</i>			<i>PV module</i>		<i>Produce Energy</i>	<i>OPEX</i>	<i>Profit</i>	
<i>Company</i>	<i>Power, MW</i>	<i>Number</i>	<i>Company</i>	<i>Power, Wp</i>	<i>MWh·year</i>	<i>\$·year</i>	<i>\$·year</i>	<i>грн·year</i>
KSTAR	5	20	Risen	410	167 886,00	651 223,00	24 531 677,00	662 355 279,00
KSTAR	5	20	Longi solar	420	170 788,00	651 223,00	24 966 977,00	674 108 379,00
KSTAR	5	20	Longi solar	435	174 898,00	651 223,00	25 583 477,00	690 753 879,00
KSTAR	5	20	JA	405	166 285,00	651 223,00	24 291 527,00	655 871 229,00
KSTAR	5	20	JA	440	172 418,00	651 223,00	25 211 477,00	680 709 879,00

Таблиця 4.10 – Підсумкова таблиця прибутковості СЕС з урахуванням *Storage*

<i>Inverter Station</i>			<i>PV module</i>		<i>Produce Energy</i>	<i>OPEX</i>	<i>Profit</i>	
<i>Company</i>	<i>Power, MW</i>	<i>Number</i>	<i>Company</i>	<i>Power, Wp</i>	<i>MWh·year</i>	<i>\$·year</i>	<i>\$·year</i>	<i>грн·year</i>
KSTAR	5	20	Risen	410	173 462,00	651 223,00	25 368 077,00	684 938 079,00
KSTAR	5	20	Longi solar	420	176 954,00	651 223,00	25 891 877,00	699 080 679,00
KSTAR	5	20	Longi solar	435	182 090,00	651 223,00	26 662 277,00	719 881 479,00
KSTAR	5	20	JA	405	171 602,00	651 223,00	25 089 077,00	677 405 079,00
KSTAR	5	20	JA	440	179 121,00	651 223,00	26 216 927,00	707 857 029,00

З даного розрахунку видно, що використання *Energy Storage* показує позитивний ефект на загальній генерації. Враховуючи тариф для промислових СЕС (0,15 €) розраховуємо у грошовому еквіваленті вигоду використання системи накопичення від продажу накопиченої електроенергії (таблиця 4.11).

Таблиця 4.11 – Підсумкова таблиця прибутковості накопиченої енергії

<i>Company</i>	<i>Power, MW</i>	<i>Number</i>	<i>Company</i>	<i>Power, Wp</i>	<i>Difference, MWh-year</i>	<i>\$-year</i>	<i>грн-year</i>
<i>KSTAR</i>	5	20	<i>Risen</i>	410	5 576,00	836 400,00	22 582 800,00
<i>KSTAR</i>	5	20	<i>Longi solar</i>	420	6 166,00	924 900,00	24 972 300,00
<i>KSTAR</i>	5	20	<i>Longi solar</i>	435	7 192,00	1 078 800,00	29 127 600,00
<i>KSTAR</i>	5	20	<i>JA</i>	405	5 317,00	797 550,00	21 533 850,00
<i>KSTAR</i>	5	20	<i>JA</i>	440	6 703,00	1 005 450,00	27 147 150,00

З таблиці 4.11 видно, що найкращим варіантом є використання ФЕМ компанії *Longi solar* потужністю 435 Вт·пк. У такому випадку за рік *Energy Storage* накопичить та розрядить у мережу 7192 МВт/рік електричної енергії, що відповідає прибутку в 29 127 600,00 грн/рік.

Згідно данного аналізу можемо зробити висновок, що з точки зору прогнозування відпуску електричної енергії у мережу, більш доцільним є варіант з використанням *Energy Storage*, адже різниця між варіантами становить 7192 МВт/рік, а це на теперішній час майже 1 078 800 \$/рік.

У середньому *Energy Storage* ємністю 1 МВт·год коштує 250 000 \$, отже: $1\,078\,800 - 250\,000 = 828\,800$ \$.

Отже, з точку зору капітальних (*CAPEX*) та операційних (*OPEX*) витрат доцільним використання є *Energy Storage*.

4.3 Оптимальна робота інтегрованих систем електрозабезпечення при використанні акумуляторних батарей

Проведемо розрахунок вибору потужності НЕ для ділянки розподільної електричної мережі (рис. 4.21), в яку інтегровано СЕС.

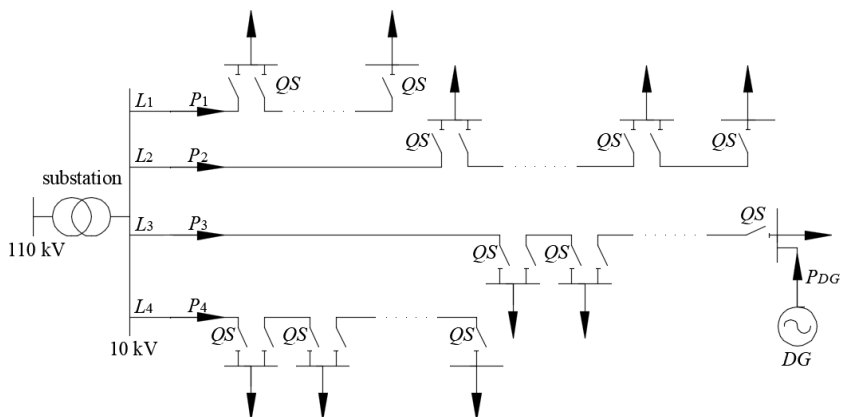


Рисунок 4.21 – Приклад ділянки розподільної електричної мережі

Електрична підстанція (*substation*) 110/10 кВ живить чотири розподільні лінії 10 кВ L_1 – L_4 , навантаження яких моделюється за допомогою вбудованої функції випадкових чисел у програмному забезпечення *MS Excel*.

Проведемо розрахунок вибору потужності НЕ за двома сценаріями:

- ОСР встановлює обмеження щодо можливого перетока потужності згенерованої СЕС через підстанцію 110/10 кВ;
- ОСР встановлює вимогу до графіка навантаження для ділянки розподільної мережі, яка розглядається.

Розглянемо ситуацію, коли ОСР встановлює обмеження щодо можливого перетока потужності, яка з надлишком генерується СЕС, через підстанцію. Аналітично покажемо це наступним виразом

$$P_{Sub} = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 - P_{DG} \geq 0, \quad (4.1)$$

де P_1, P_2, P_3, P_4 – навантаження розподільних ліній 10 кВ L_1, L_2, L_3 та L_4 відповідно, кВт;

P_{DG} – потужність, яка генерується СЕС інтегрованої у розподільну мережу, кВт.

За такої умови (4.1) для ділянки розподільної мережі, яка розглядається, потрібно використати НЕ, який буде накопичувати недовідпущену (надлишок) електроенергію СЕС з можливістю подальшого відпуску у межах обмежень заданих ОСР.

Кількість електричної енергії A відпущеної за певний період часу Δt у розподільну мережу розраховуємо за виразом:

$$A_i = P_i \Delta t. \quad (4.2)$$

Графіки загального навантаження ділянки розподільної мережі 10 кВ і графік генерації СЕС, яку інтегровано у дану мережу, протягом дня наведено на рис. 4.22. Графік генерації СЕС взято з введеної в експлуатацію станції, дані про згенеровану електроенергію від мережі розраховано за допомогою формули (4.2).

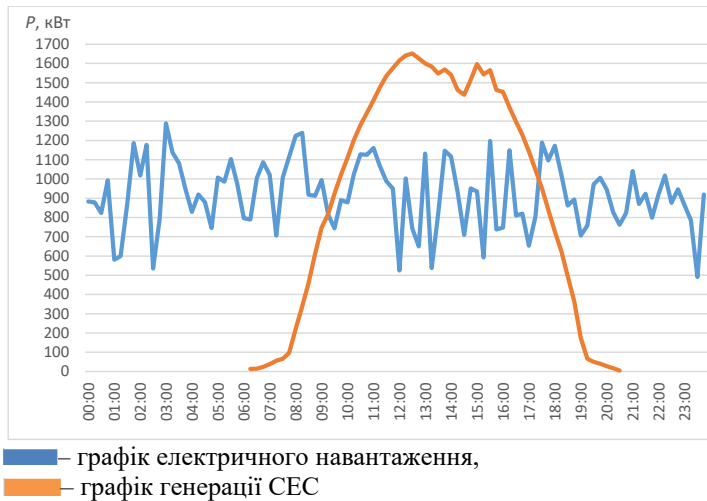


Рисунок 4.22 – Графік загального навантаження ділянки розподільної мережі та графік генерації СЕС протягом дня

За добу розподільної мережею (лініями L_1 – L_4) було спожито $A_{Sub} = 20893$ кВт·год, а згенеровано СЕС – $A_{DG} = 17753,03$ кВт·год.

Для отримання даних про навантаження на шинах 10 кВ підстанції з урахуванням генерації СЕС, яку інтегровано у розподільну мережу, скористаємося таким виразом

$$P_{Sub} = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 - P_{DG} \quad (4.3)$$

Інтеграція СЕС у розглянуту ділянку розподільної мережі (рис. 4.21) має суттєвий вплив на навантаження шин 10 кВ підстанції. За умови відсутності СЕС, кількість відпущеної електроенергії від шин 10 кВ підстанції у мережу за добу складала 20893 кВт·год, а з появою СЕС – 7578,23 кВт·год.

Врахувавши обмеження встановленні ОСР і достатню генерацію СЕС, яка у період з 10.00 до 17.00 може повністю задовольнити потреби в електричній енергії ділянки розподільної мережі – тобто є можливість і необхідність накопичення згенерованої електроенергії за рахунок СЕС. Графічно це буде виглядати наступним чином (рис. 4.23 та 4.24).



Рисунок 4.23 – Графік виконання обмеження ОСР щодо перетоку потужності

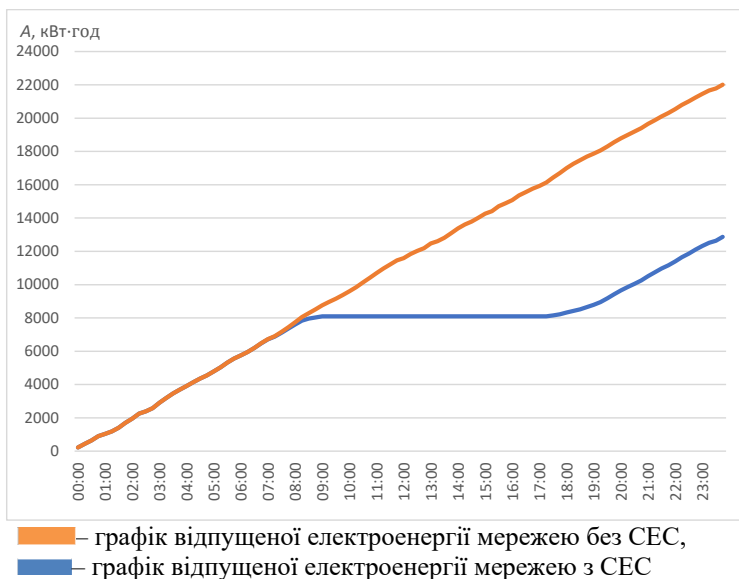


Рисунок 4.24 – Порівняльний графік споживання електроенергії з СЕС та без неї в обраній ділянці мережі

Загальна кількість накопиченої електроенергії в НЕ складе 4174,756 кВт·год за добу.

У представленому випадку, а саме коли ОСР встановлює обмеження по можливому перетоку потужності (надлишку згенерованої потужності СЕС) через підстанцію, потужність НЕ потрібно обирати спираючись на отримані дані щодо сумарної накопиченої електроенергії за добу. У даній ситуації потужність НЕ не повинна бути меншою за 4174,756 кВт·год, дане значення приводимо до найближчого стандартного – 4200 кВт·год.

Розглянемо другий сценарій, при якому ОСР встановлює вимогу щодо графіку навантаження, для ділянки розподільної мережі, яка розглядається (рис. 4.21).

Мінімальне значення електричного навантаження складає $P_{\min} = 540,1$ кВт та відповідно максимальне значення – $P_{\max} = 1160,1$ кВт. Загальна кількість відпущеної електроенергії підстанцією від шин 10 кВ повинна бути 20816,5 кВт·год за добу.

З метою дотримання встановленого графіку навантаження (рис. 4.25) на шинах 10 кВ підстанції, що є точкою забезпечення потужності для чотирьох ліній і СЕС, необхідно інтегрувати в структуру СЕС НЕ.

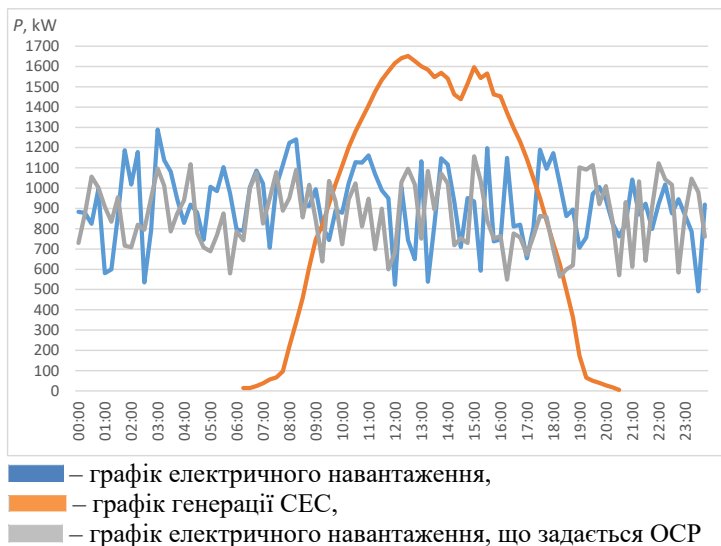


Рисунок 4.25 – Суміщений графік навантаження та генерації для ділянки розподільної мережі

Розраховуємо навантаження у момент часу на клеммах НЕ

$$P_{HE} = P_{Sub} - P_1 - P_2 - P_3 - P_4 + P_{DG}. \quad (4.4)$$

Враховуючи встановлені обмеження по споживанню електроенергії від шин 10 кВ підстанції (рис. 4.25), на рис. 4.26 та 4.27 відображено процес «заряд-розряд» НЕ, задля балансування в обраній ділянці розподільної мережі.

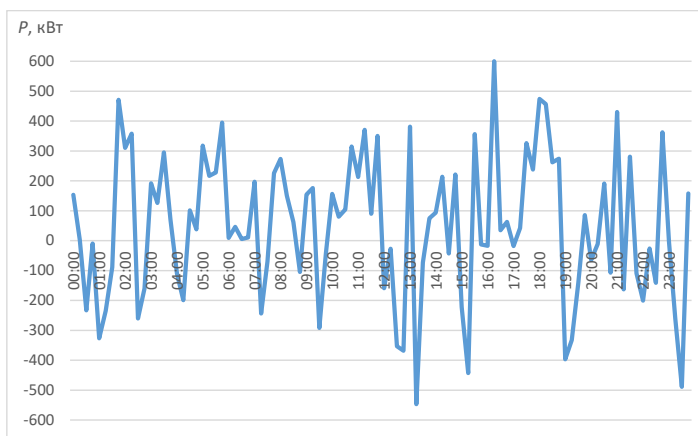


Рисунок 4.26 – Процес заряду та розряду НЕ (потужність)

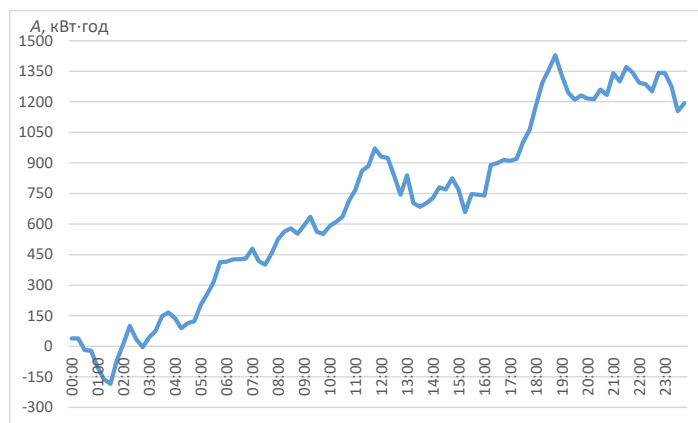


Рисунок 4.27 – Процес заряду та розряду НЕ (кількість електроенергії)

На рис. 4.26 наявні як додатні, так і від’ємні значення потужності. Додатні значення відображають процес заряду НЕ за рахунок появи надлишку потужності, від’ємні значення навпаки, відображають процес розряду НЕ за рахунок нестачі потужності в системі.

Проаналізувавши наведенні дані та графік роботи НЕ, його заряд та розряд відповідно $Q_{\max} = A_{\max} = 1428,5$ кВт-год, $Q_{\min} = A_{\min} = -184,5$ кВт-год.

Керуючись значеннями заряду та розряду, можна виконати розрахунок для отримання даних щодо необхідної потужності НЕ, для цього використовуємо вираз (2.16)

$$A_{HE} \geq \max \left[\frac{Q_{\max} - Q_{\min}}{NRM}; \frac{Q_{\min}}{MSOC} \right] = \max \left[\frac{1428,5 - (-184,5)}{0,9}; \frac{-184,5}{0,1} \right] = \\ = \max [1792,22; -1845] = 1792,22 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

За результатом розрахунку можна обрати НЕ оптимальної стандартної потужності $A_{HE} = 1800 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$

Різні ВДЕ, які використовують *Energy Storage* у своїй структурі, можна розглядати, як інтегровану систему електрозабезпечення для розширення мережевого вузла в електричній мережі. Розроблення та впровадження підходів до оптимізації функціонування таких *EHs* є перспективним проєктом у контексті сталого розвитку енергетики України.

Висновки по розділу 4

У результаті проведеного аналізу програмного забезпечення слід зазначити, що на сьогоднішній день *PVsyst* – один з найбільш затребуваних інструментів для моделювання СЕС серед інженерів і менеджерів, які займаються реалізацією промислових сонячних електростанцій.

У результаті проектування промислової СЕС проведено детальну оцінку доцільності впровадження *Energy Storage*. При проектуванні СЕС було закладено певний коефіцієнт перевантаження, який забезпечив більш ранній вихід СЕС на номінальну потужність й отримання додаткового прибутку (у порівнянні з відношенням *AC/DC* як 1/1 відповідно), але, як наслідок, отримуємо надлишок енергії, що генерується у пікові години генерації. Провівши технічний розрахунок із врахуванням фінансових критеріїв (ціни на обладнання та покриття затратених коштів прибутком із продажу додаткової електроенергії) отримали позитивний результат щодо

доцільності впровадження запланованого заходу. Слід зазначити, що використання накопичувальних систем у складі СЕС є доцільним, питання лише у термінах окупності даної технології.

Використання ВДЕ у складі електромережі накладає певні особливості на систему взаємовідносин із ОСР, що діють на цих територіях, у частині ускладнення формування режимів споживання електричної енергії, та може бути реалізована з використанням імовірнісних методів прогнозування й алгоритмів штучних нейронних мереж.

Використання НЕ дасть можливість суб'єктам з НЕ дотримуватись вимог встановлених ОСР щодо втрат електричної енергії, що у результаті дає змогу до виконання стандартів операційної безпеки електричних мереж.

За допомогою процедури розрахунку оптимальної ємності накопичувача для комплексу «відновлюване джерело-акумулятор», для кожного зі сценарію обрано НЕ оптимальної потужності, що дає можливість забезпечити оптимальні показники якості електроенергії в ОСР. Також при проведенні моделювання встановлено, що обмеження щодо дотримання графіку навантаження для ділянки розподільної мережі для *PV* потребує меншої кількості накопичення енергії, ніж при обмеженні по можливому перетоку потужності.

Основні наукові результати розділу опубліковано у наукових працях [76–84].

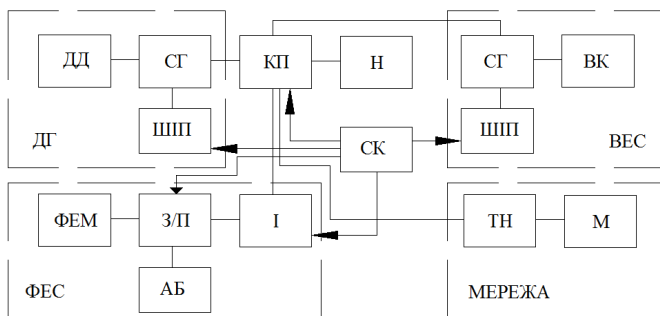
5 ПРОЄКТУВАННЯ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ РОБОТИ ІНТЕГРОВАНОЇ СИСТЕМИ ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ 22-ГО КОРПУСУ КПІ ІМ. ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО

5.1 Проєктні рішення інтегрованої системи енергозабезпечення 22-го корпусу КПІ ім. Ігоря Сікорського

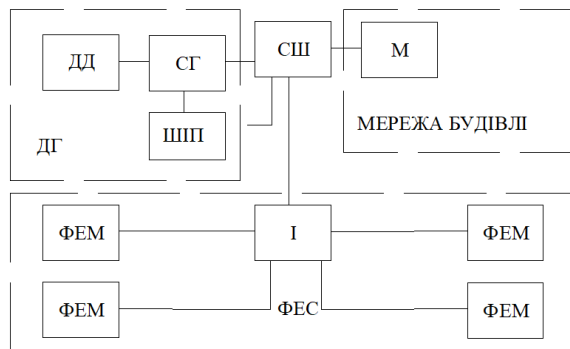
Для дослідження режимів функціонування джерел РГ було розроблено систему комбінованого енергозабезпечення. Структурну схему даної системи наведено на рис. 5.1.

На рис. 5.1а зображено схема проєктної і на рис. 5.1б – реалізованої систем із джерелами РГ. На рис. 5.1а представлена схема з живленням від джерел РГ (ДГ, ФЕС, ВЕС) при паралельній роботі з мережею. Дотримання нормованого рівня якості електроенергії й оптимальний розподіл потужності забезпечується загальною та локальними системами керування.

У результаті використання програмного середовища *Helioscope* було спроектовано на даху 22-го навчального корпусу КПІ ім. Ігоря Сікорського СЕС із енергетичними характеристиками та переліком можливого обладнання. На рис. 5.2–5.4 наведено розміщення сонячних панелей на даху корпусу та представлено теплову карту затінь.



а)



б)

ДГ – дизель-генератор; ДД – дизельний двигун; СШ – секція шин;
 СГ – синхронний генератор; ШПП – широтно-імпульсний перетворювач;
 КП – коригуючий пристрій; Н – навантаження; СК – система керування;
 З/П – зарядний пристрій; І – інвертор; ТН – трансформатор напруги;
 ВК – вітроколесо; М – мережа

Рисунок 5.1 – Блок-схеми системи енергозабезпечення 22-го корпусу

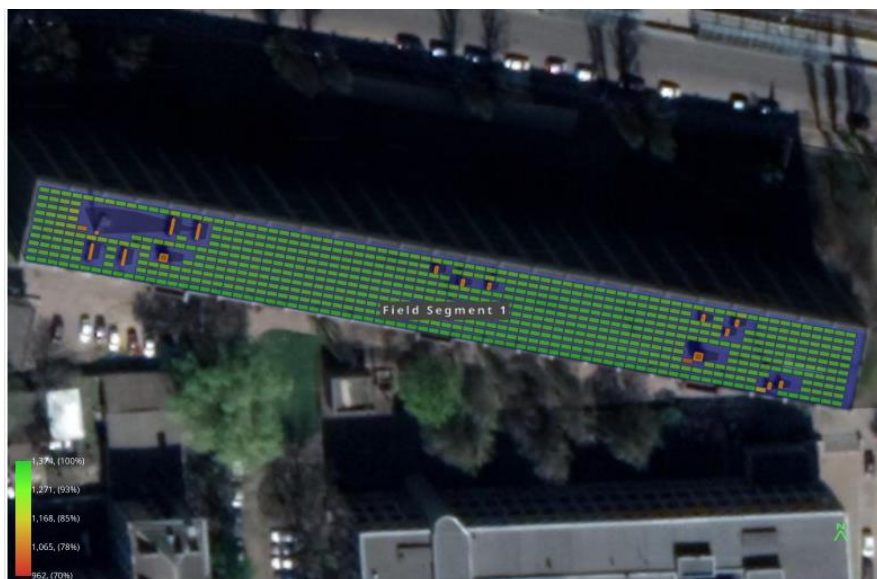


Рисунок 5.2 – Теплова карта затінь

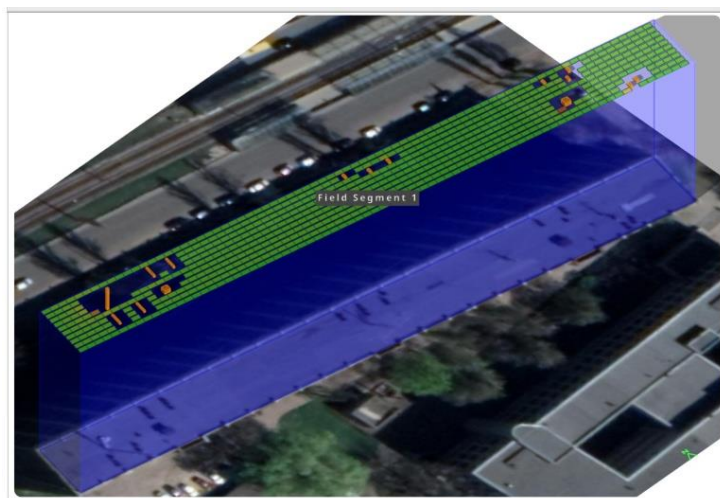


Рисунок 5.3 – Південно-західна сторона 22-го навчального корпусу

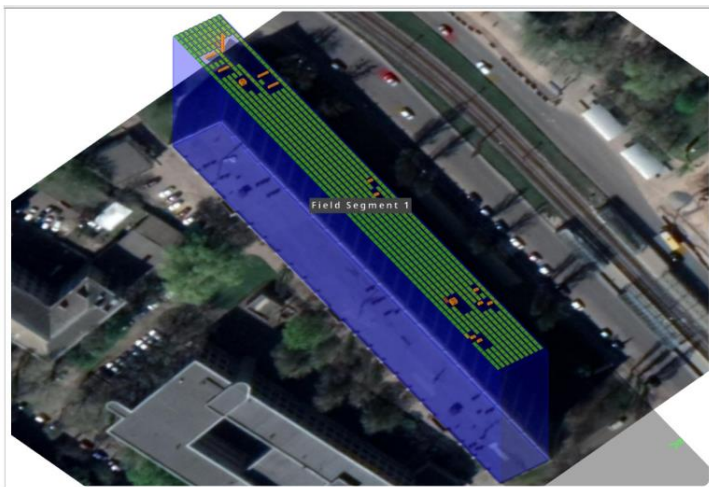


Рисунок 5.4 – Південно-східна сторона 22-го навчального корпусу

У програмному середовищі під час проведення моделювання використовувалось наступне обладнання:

- ФЕМ типу *JAP72S01-365/PR* виробництва компанії *JA Solar*;
- інвертор *SUN2000-33KTL-A* призначено для перетворення постійного струму у змінний трьохфазний струм потужністю 33 кВ·А, 50 Гц та напругою 0,4 кВ.

Характеристики фотомодуля *JA Solar JAP72S01-365/PR*

ФЕМ *JA Solar* незмінно є галузевим стандартом по ефективності та технологічності. Продуктовий портфель компанії включає полі- та монокристалічні моделі з осередками *PERCIUM (PERC)*, виконані в форматах *full-cell*, *half-cell*, *double-glass* (двосторонні). ФЕМ спроектовані з урахуванням зниження опору послідовно з'єднаних елементів і механічної напруги між вузлами їх сполуки, що підвищує надійність і ККД перетворення енергії в модулях.

Основні технічні характеристики ФЕМ наведено в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Технічних характеристики фотомодуля

Параметр	<i>STC</i>	<i>NOCT</i>
Максимальна потужність	365 Вт	268 Вт
Напруга максимальної потужності	39,21 В	36,03 В
Струм максимальної потужності	9,31 А	7,34 А
Напруга холостого ходу	47,93 В	44,10 В
Струм короткого замикання	9,85 А	7,74 А
Відхилення номінальної потужності	0 ~ +5 Вт	
Робоча температура	-40 °C~+85 °C	
Максимальна напруга системи	1000 В / 1500 В DC	
Максимальний струм плавкої вставки запобіжника	20 А	
Температурний коефіцієнт напруги	-0.30 %/°C	
Температурний коефіцієнт струм	+0.06 %/°C	
Номінальна робоча температура елемента <i>NOCT</i>	45±2 °C	

Висока вихідна потужність і коефіцієнт корисної дії модулів до 20 % підтверджені аудиторською компанією *TUV Rheinland*. Розроблено для систем IEC 1000/1500 В.

Антиблікове та протизабруднююче покриття зменшують втрати потужності внаслідок наявності бруду та пилу. Мають відмінні експлуатаційні характеристики в умовах низького рівня освітлення.

Відмінна міцність під дією навантажень: сертифікат стійкості до високих вітрових (2400 Па) і сніжним (5400 Па) навантажень.

Характеристики інвертора *Huawei SUN2000-33KTL-A*

Перетворювач генерує до 33 кВт·год, має чотири *Maximum power point tracker* з максимально широким діапазоном напруг (200–950 В). Завдяки цій особливості модель ідеально підходить для найпроблемніших систем: частково затінених, різноорієнтовані PV масивами, з сонячними панелями різного ступеня зношеності.

Переваги: гнучкість, компактність, продуктивність, бюджетність, гарантія від 5 років.

Недоліки: мінімум функцій, базовий пакет зв'язку.

Основні технічні характеристики інвертора наведено в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Технічні характеристики інвертора

Параметр	Характеристика
Номінальна потужність змінного струму	30,0 кВт
Максимальна потужність змінного струму	33,0 кВА
Номінальний струм	48 А
Приєднання мережі (діапазон напруги)	230 В / 400 В, <i>default 3L+N+PE</i>
Частота (діапазон частоти)	50 Гц / 60 Гц
Гармонічне спотворення	< 3,0 %
Коефіцієнт потужності	0,9
Максимальна допустима вхідна потужність постійного струму	30,6 кВт
Максимальне допустиме значення напруги від фотомодулів	1100 В
Максимальний допустимий струм на вході постійного струму	22 А
Максимальний допустимий струм короткого замикання від фотомодулів	30 А
Діапазон напруги <i>Maximum power point tracker</i>	480–800 В
Допустимий діапазон постійної напруги на вході	200–1000 В
Напруга початку генерації	620 В
Кількість входів постійного струму	8 шт

На рис. 5.5 наведено схема електричних з'єднань ФЕС будівлі з використання запропонованого обладнання.

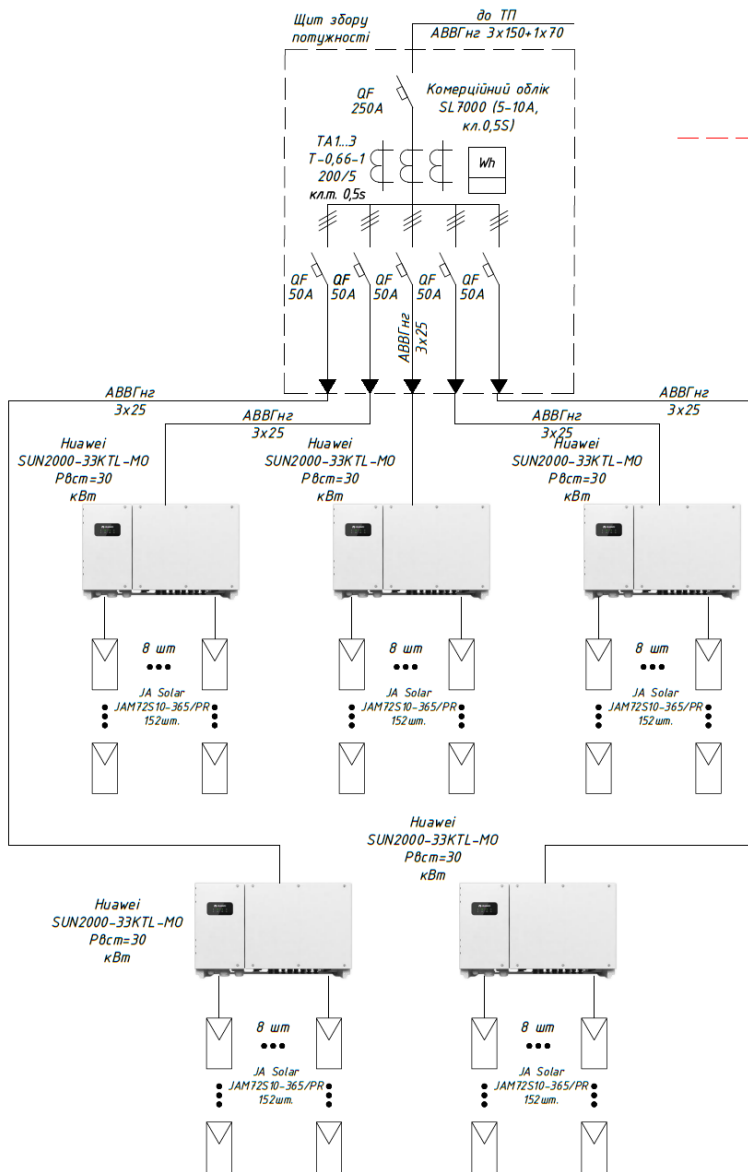


Рисунок 5.5 – Однолінійна схема електропостачання ФЕС

На рис. 5.6 та 5.7 наведено результати моделювання генерації електричної енергії та втрат потужностей СЕС. У таблиці 5.3 показано

вплив системних втрат на прийом ФЕМ інсоляції від сонця та втрати генерації зважаючи на особливості системи.

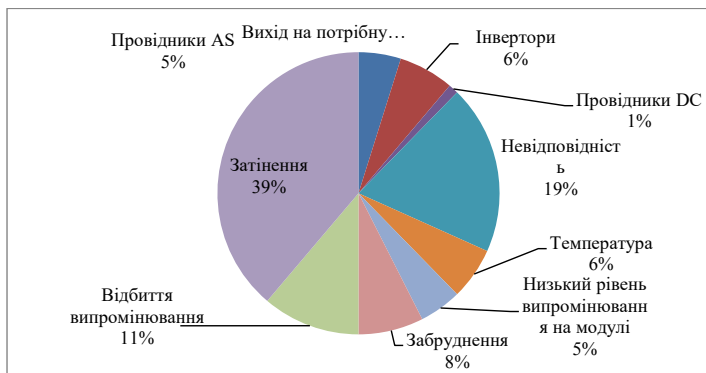


Рисунок 5.6 – Джерела системних втрат

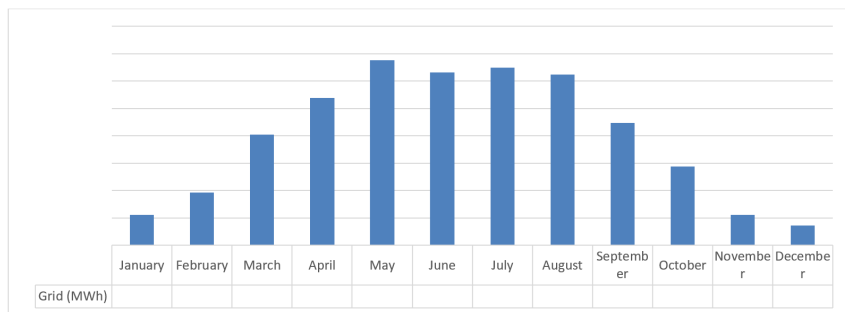


Рисунок 5.7 – Графік генерації електричної енергії (кВт·год)

Таблиця 5.3 – Річні дані генерації електричної енергії

Опис		Вихід	%
Інсоляція, кВт/м ²	Річне горизонтальне випромінювання	1164,6	
	РОА випромінювання (з врахуванням куту нахилу)	1373,4	17,9
	Випромінювання з врахуванням затінення	1139,3	-17,0
	Випромінювання після відбиття від поверхні модуля	1108,2	-2,7
	Випромінювання після забруднення модуля	1086,1	-2,0
	Загальне випромінювання	1086,1	0,0
Потужність, кВт	Генерація за технічним паспортом	278 721,3	
	Низький рівень освітленості модулів	274897,8	-1,4
	Вплив температури	270329,2	-1,7
	Невідповідність	251634,4	-6,9
	Резистивні втрати в DC	250938,7	-0,3
	Обмеженість DC виходу	242579,5	-3,3
	Електроенергія з врахуванням КПТ та характеристик інвертора	238315,0	-1,8
	Електроенергія, яка відпускається у мережу	237123,0	-0,5

5.2 Технічні характеристики встановленої сонячної електростанції

Дахову СЕС було змонтовано та введено в експлуатацію у квітні 2019 року. Вона складається з тринадцяти панелей різного типу сумарною потужністю 2 кВт:

- три полікристалічні панелі *Bluesun Solar* 280 Вт модель (*BSM280P-60/4BB*);
- чотири полікристалічні панелі *S.E. Project* 70 Вт модель (*SEM70*);
- шість монокристалічних панелей ВАТ «Квазар» 150 Вт модель (*KV-150/12(24)M*).

На рис. 5.8 представлено схема з'єднання сонячних панелей, яка представляє собою змішане підключення оскільки панелі мали різні технічні параметри.

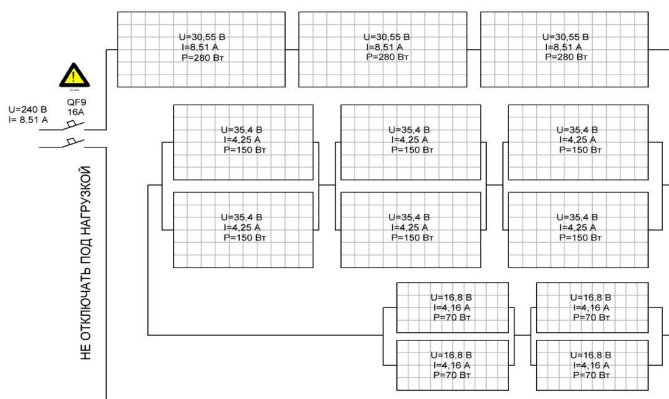


Рисунок 5.8 – Електрична схема СЕС

Монтажні роботи та підключення до мережі СЕС виконанні відповідно до електричної схеми (рис. 5.9).

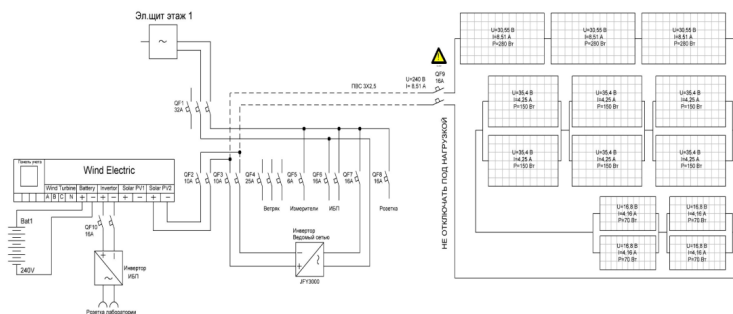


Рисунок 5.9 – Схема підключення СЕС до електричної мережі 22-го корпусу

Живлення панелей забезпечується кабелем ПБС 3х2,5 через автоматичний вимикач *QF9* та загальну шину *DC*, з загальної шини *DC* через автомат *QF3* живлення отримує інвертор *JFY3000* керований мережею, вихід інвертора з'єднаний із мережею через автоматичний вимикач *QF7* та загальний автоматичний вимикач *QF1*.

З загальної шини *DC* через автомат *QF2* живлення отримує блок автономного живлення з накопиченням *Wind Electric*. Станція має можливість роботи в двох режимах. Перший режим прямої віддачі енергії через інвертор керований мережею, другий режим ввімкнення повністю автономного живлення без зв'язку з мережею.

Було проведено модернізацію існуючих потужностей генерації станції, де було додано 1,5 кВт генерації, за рахунок додавання п'яти панелей марки *M300-M156-60BK* потужністю 300 Вт. Схема приєднання новий сонячних панелей представлена на рис. 5.10.

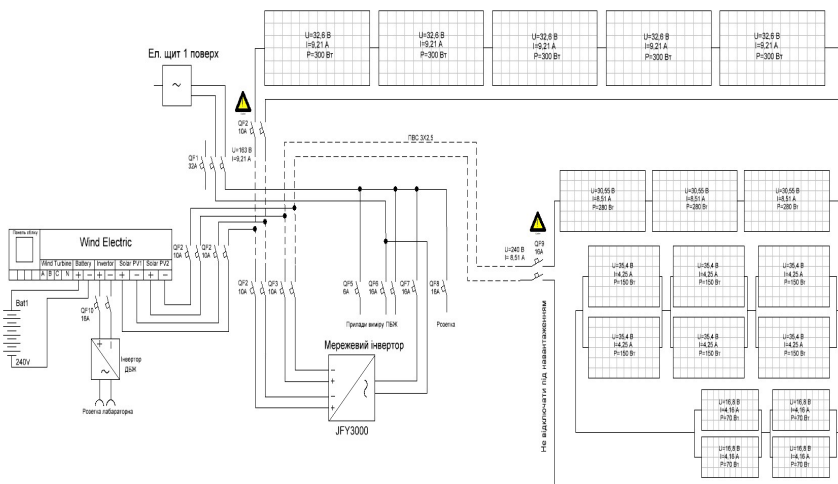


Рисунок 5.10 – Схема модернізованої СЕС потужністю 3,5 кВт

5.3 Режим роботи сонячної електростанції

Провівши дослідження щодо інтенсивності сонячної інсоляції у м. Києві за один день літку, зимою та осінню було зроблено висновок про різну кількість генерації енергії, у залежності від пори року та погодних умов. Результати дослідження наведено на рис. 5.11.

Як бачимо з графіків максимальний пік інтенсивності сонячного випромінювання спостерігається літку, та сягає до $4830 \text{ Вт} \cdot \text{год} / \text{м}^2$, мінімальний – взимку – $830 \text{ Вт} \cdot \text{год} / \text{м}^2$. Але це не означає, що при такій інтенсивності сонячного світла панелі працюватимуть на повну потужність, адже виникають додаткові втрати через нагрівання панелей.

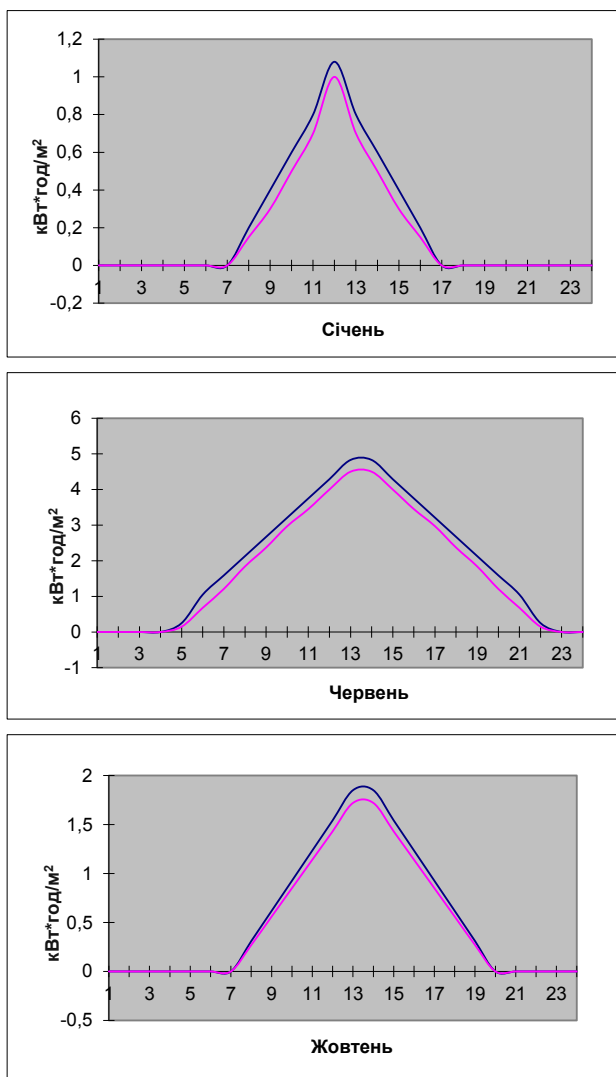


Рисунок 5.11 – Графіки інтенсивності сонячного випромінювання

Окрім того слід враховувати провали у графіку генерації викликані хмарністю, як це показано на фактичному графіку генерації СЕС за 15 червня 2019 року, що є одним із найбільш тривалих сонячних днів у році (рис. 5.12).

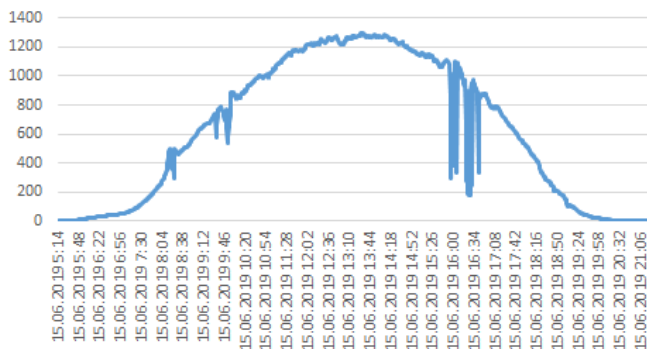


Рисунок 5.12 – Добовий графік генерованої потужності СЕС

Разом із тим слід відзначити, що не зважаючи на погодні умови обсяги генерованої електроенергії за червень місяць становили в середньому 7,5 кВт·год на день (рис. 5.13).

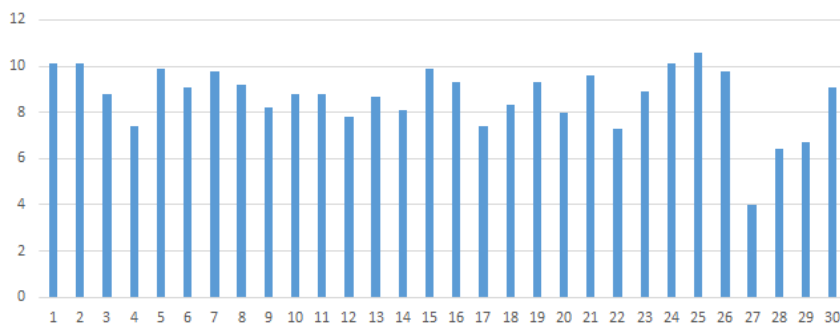


Рисунок 5.13 – Генерація електроенергії у червні (кВт·год)

У той самий час середньомісячні обсяги згенерованої електроенергії даною СЕС становлять близько 250 кВт·год на місяць (рис 5.14).

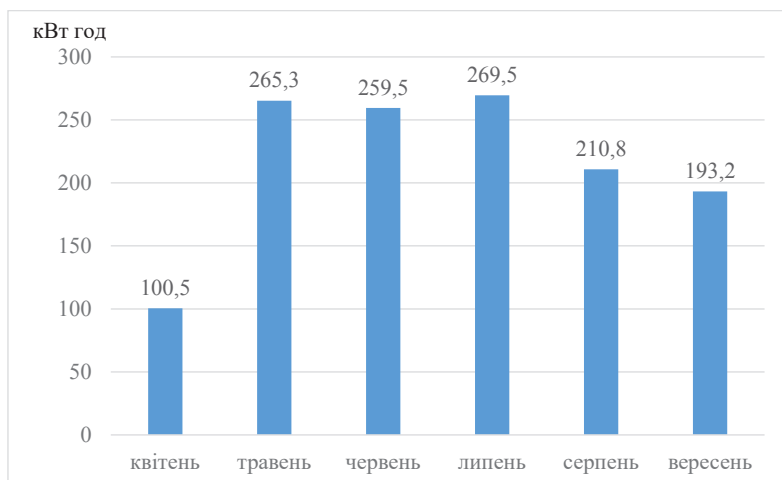


Рисунок 5.14 – Середньомісячна генерація електроенергії СЕС

З моменту введення в експлуатацію дана СЕС згенерувала станом на 01.10.2019 року 1298,8 кВт·год (рис. 5.15).

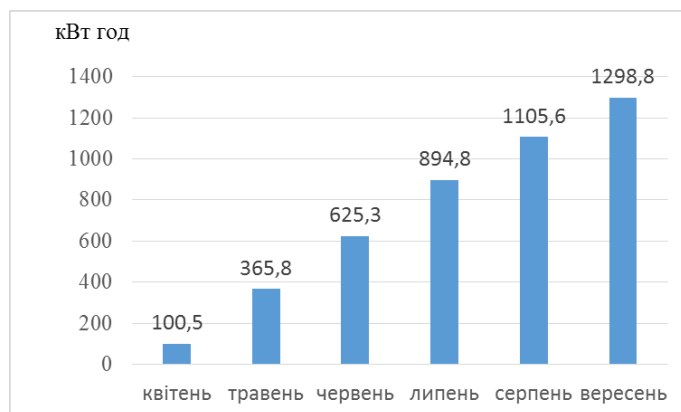


Рисунок 5.15 – Генерація електроенергії СЕС (разом)

Використовуючи добові графіки генерації СЕС проведено співставлення зі споживанням електричної енергії корпусом 22 (рис. 5.16 та 5.17). Слід зазначити, що у результаті порівняння генерація СЕС може забезпечити 3–7 % електричної енергії для корпусу 22.

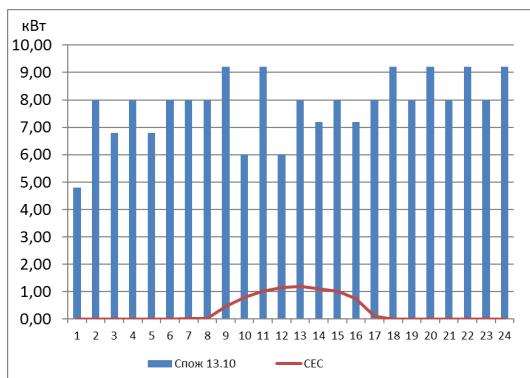


Рисунок 5.16 – Графік електричного навантаження корпусу 22 та генерації CEC від 13.10.2019

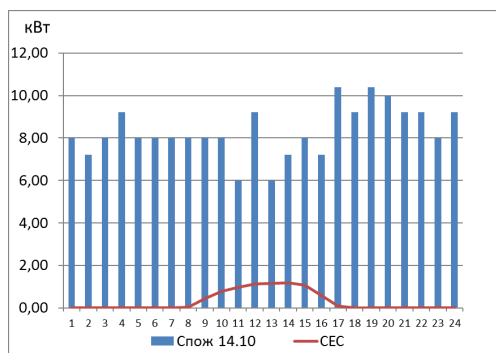
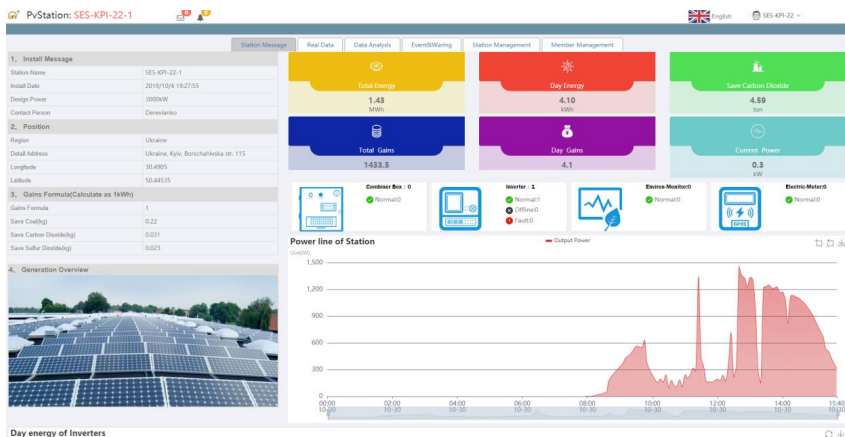


Рисунок 5.17 – Графік електричного навантаження корпусу 22 та генерації CEC від 14.10.2019

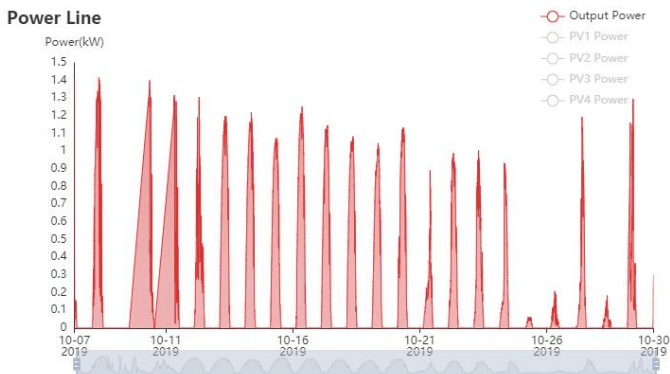
У результаті встановлення *Wi-Fi* модуля, можна отримувати дані роботи станції, а саме:

- річну, місячну, добову та погодинну генерації електричної енергії;
- показники, що характеризують погодні умови;
- екологічні й економічні показники роботи CEC.

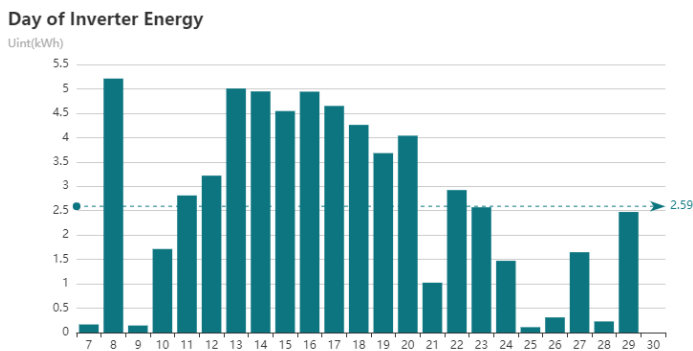
Перелічені показники CEC записуються до бази даних із дискретністю 5 хв. Результати роботи з інформаційним ресурсом наведено на рис. 5.18–5.20.



Рисунках 5.18 – Головне меню інформаційного ресурсу



Рисунках 5.19 – Результати добової генерації



Рисунках 5.20 – Місячні статистичні генерації

Висновки до розділу 5

Розроблено проєкт і схемні рішення СЕС, враховуючи інженерні характеристики корпусу та кліматичні умови в м. Києві. У результаті розроблений проєкт став основою до проведення монтажних робіт щодо встановлення СЕС на даху корпусу 22 КПІ ім. Ігоря Сікорського.

Дахова СЕС забезпечує навчальний корпус інституту енергозбереження та енергоменеджменту КПІ ім. Ігоря Сікорського «зеленою» енергією та є основним об'єктом досліджень в «Лабораторії розосереджених джерел енергії». Дані роботи СЕС використані при проведенні наукових досліджень та у навчальному процесі при підготовці студентів кафедри електропостачання за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».

У подальшому дану СЕС планується використовувати для вирішення наступних наукових задач:

- дослідження впливу затіненості окремих фотовольтаїчних модулів на рівень генерованої СЕС потужності;
- порівняння обсягів згенерованої СЕС електроенергії у осінній і зимовий періоди, пікових потужностей при встановленому куті нахилу панелей 35° та при інших кутах нахилу з наявними статистичними даними для визначення оптимального (згідно вольт-амперних характеристик ФЕМ) положення СЕС на даху корпусу № 22.

Основні наукові результати розділу опубліковано у наукових працях [76–84].

6 АНАЛІЗ СЦЕНАРІЇВ ПІДВИЩЕННЯ РІВНЯ ЕФЕКТИВНОСТІ АВТОНОМНОГО ОБ'ЄКТУ

6.1 Основні завдання та початкові характеристики об'єкту дослідження

Ефективне використання енергетичних ресурсів є важливим фактором формування успішної економіки в державі. Зміна цін на ресурси в часі диктується природними або політичними обставинами, що в кінцевому випадку визначає вартість кінцевих продуктів для споживача. Ефективне використання енергетичних ресурсів визначається високим ККД трансформації та перетворення енергії з технічної точки зору, та диверсифікацією виробничих потужностей за типом ресурсу та використанням дешевих ресурсів із економічної точки зору.

На даний момент, коливання цін на світових ринках викопних органічних палив призвели до стрімкого розвитку технологій у сегменті ВДЕ. Різноманіття цих технологій із кожним роком показує стрімке зростання рівня конкурентоспроможності в сфері енергетики у загальному розумінні. Наприклад, у державах Європи, з врахуванням жорсткої екологічної політики, напрямок ВДЕ отримав стрімкого розвитку. У зв'язку з цим, постає питання ефективного використання надлишкових ресурсів, які утворюються внаслідок природних процесів або роботи підприємств різних сфер економіки держави. Серед пріоритетних напрямів утилізації надлишкових місцевих ресурсів можна виділити інструмент ринку теплової енергії. Перетворення місцевих ресурсів на теплову енергію є технологічно простим процесом, при цьому кінцева ціна продукції може бути значно нижчою від традиційних способів виробництва теплової енергії. Отже, створення конкурентних умов в сфері теплопостачання може призвести до підвищення рівня якості теплової енергії як товару для споживача, зниження

тарифів на теплову енергію, та підвищення рівня надійності теплопостачання.

У містах, де існує централізоване теплопостачання, система характеризується великою густиною теплового споживання, на одиницю площі. При цьому, в місті можуть існувати осередки автономних систем, які є власністю підприємств. Як правило, такі підприємства будують об'єкти теплогенерації для власних потреб і мають на меті ефективне використання енергетичних ресурсів, для зниження частки витрат на опалення, гаряче водопостачання або технологічний процес. Такі автономні системи теплопостачання, як правило, мають нерівномірне навантаження, що визначає певний рівень невикористаного потенціалу об'єкту теплогенерації. Враховуючи те, що такі системи мають високий рівень технічної ефективності, стає можливим створення конкурентних умов в містах, де існує централізоване теплопостачання.

Метою даного етапу дослідження є аналіз і моделювання сценаріїв підвищення рівня технічної й економічної ефективностей існуючого автономного об'єкту теплогенерації.

Для досягнення мети необхідно виконати наступні завдання:

- аналіз показників роботи існуючого автономного об'єкту теплогенерації за останні 3 роки;
- моделювання роботи автономного об'єкту теплогенерації після його модернізації шляхом будівництва додаткового джерела теплової енергії;
- проектування роботи СЕС на даху об'єкта;
- проведення динамічного моделювання будівлі з використанням АТЕ.

Об'єктом дослідження є будівля ДП «ДержавтотрансНДІпроект» (що знаходиться за адресою: пр-т Перемоги, 57, м. Київ) (далі – будівля). Будівля була введена в експлуатацію у 1974 році. Основна споруда має 18 основних поверхів, технічний поверх, підвальне приміщення. Тип

будівлі – адміністративна. Основна багатоповерхова будівля має розміри в плані у крайніх осях 43,360х17,760 м. Висота підвалу 3,0 м, висота цокольного поверху 4,2 м, висота другого-вісімнадцятого поверхів 3,3 м. Розміри підвалу в крайніх осях 42,0х15,0 м. Товщина будівельних конструкцій, що використовуються як перекриття, – 0,416 м, товщина стін, орієнтованих на північ та південь – 0,35 м; на захід та схід 0,41 м. Зображення будівлі представлені рис. 6.1 та рис. 6.2.

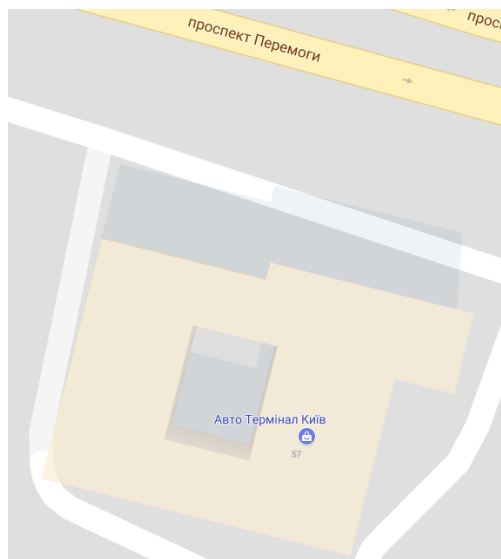


Рисунок 6.1 – Зображення будівлі на карті

Загальні характеристики будівлі та параметри отримані шляхом вимірювання та розрахунків за основними даними з проєктної документації.



Рисунок 6.2 – Зовнішній вигляд будівлі

Об'єктом дослідження є котельня, яка належить державному підприємству «Державтотрансдипроєкт». Котельня працює в опалювальний період і виробляє теплову енергію для опалення приміщень державного підприємства. Котельня має на балансі три котлових агрегати: два котли потужністю 1,25 МВт кожний, які працюють на природньому газі й один котел потужністю в 1 МВт, який працює на дров'яних пелетах. Для аналізу ефективності об'єкту теплогенерації, отримано інформацію про використання енергетичних ресурсів за останні три роки.

6.2 Проектування роботи дахової сонячної електростанції

Мережева СЕС проектується з метою виробництва екологічно чистої електроенергії та покриття власного споживання електричної енергії об'єктом. СЕС спроектована з застосуванням стрінгових інверторів і монокристалічних кремнієвих модулів. Всі інвертори об'єднані в групи, які підключено до комплектної трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ.

На дахах будівель передбачається встановлення мережевої СЕС 165 кВт власних потреб. Для блокування подачі в мережу залишків електроенергії будуть використовуватись *SmartMeter* [85].

Електрична енергія генерується фотоелектричними модулями одиничною потужністю 365 Вт (технічні характеристики наведено в таблиці 6.1) від енергії сонячного випромінювання. Фотоелектричні модулі виробляють постійний струм, який надходить до інверторів де перетворюється на змінний струм. До кожного інвертору приєднується по 8 лінійок ФЕМ. Кожен стрінг складається з 19-х модулів відповідно, з'єднаних послідовно. Від інверторів змінний струм напругою 400 В надходить до щита захисту від перенапруги.

Таблиця 6.1 – Техніко-економічні показники

№	Показник	Одиниці	будівля
1	Площа даху	м ²	1520
2	Кількість фотоелектричних модулів	шт.	760
3	Встановлена потужність постійного струму	кВт	277,4
4	Кількість інверторів <i>SUN2000-33KTL-A</i>	шт.	5
6	Встановлена потужність змінного струму	кВт	150.00
7	Середнє виробництво електричної енергії	кВт·год/рік	237 123

Для будівлі на рис. 6.3 та 6.4 показано план розташування та розрахунок ефективності приймання інсоляції ФЕМ зважаючи на затінення впродовж року.

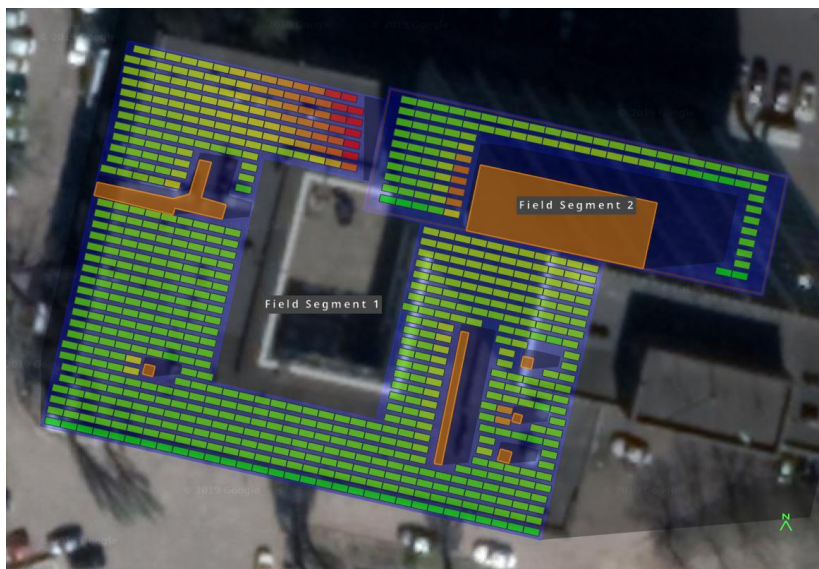


Рисунок 6.3 – Вигляд ФЕС зверху

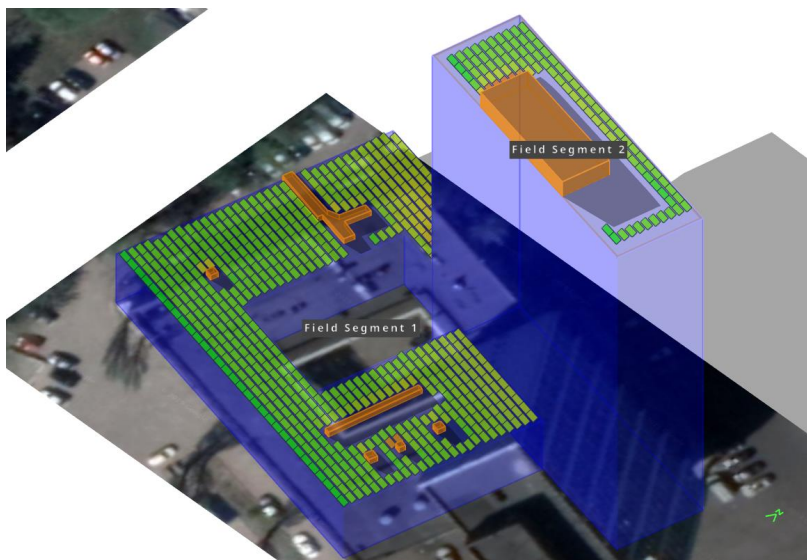


Рисунок 6.4 – Вигляд ФЕС збоку

Загальна потужність від ФЕС передається через кабельну лінію щита захисту від перенапруги–трансформаторна підстанція–10/0,4 кВ.

Використовується таке обладнання:

- ФЕМ типу *JAP72S01-365/PR* (технічні характеристики наведено в таблиці 5.1) виробництва компанії *JA Solar*;
- інвертор *SUN2000-33KTL-A* (технічні характеристики наведено в таблиці 5.2), призначений для перетворення постійного струму у змінний трифазний струм потужністю 33 кВА, 50 Гц та напругою 0,4 кВ.

6.3 Динамічне моделювання будівлі з використанням акумуляторів теплової енергії

В якості об'єкта дослідження динамічних режимів генерації та споживання енергії обрано будівлю ДП «Державтотрансдипроєкт». Динамічне енергетичне моделювання виконувалося в програмі *DesignBuilder*, що є графічною оболонкою програми *EnergyPlus* (розрахункове ядро). В якості кліматичного файлу для розрахунку використовувався *International Weather for Energy Calculations* для м. Києва. На рис. 6.5–6.7 зображено модель будівлі з врахуванням положення сонця протягом доби 21 червня.

На даху двоповерхової частини розміщено фотоелектричні панелі, а на даху вісімнадцятиповерхової частини – сонячні колектори. Було прийнято рішення не змінювати орієнтацію панелей і колекторів, тому їх орієнтація дещо зміщена відносно до півдня. Відстань між рядами панелей і колекторів оптимізувалася для мінімізації затінення, також кут нахилу панелей відносно горизонтальної поверхні даху був обраний для даного географічного розташування об'єкту.

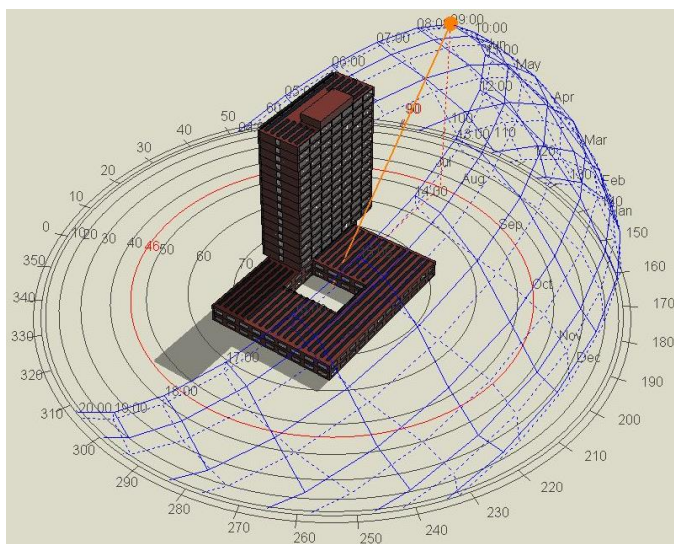


Рисунок 6.5 – 3D модель будівлі (9:00 21 червня 2019 року)

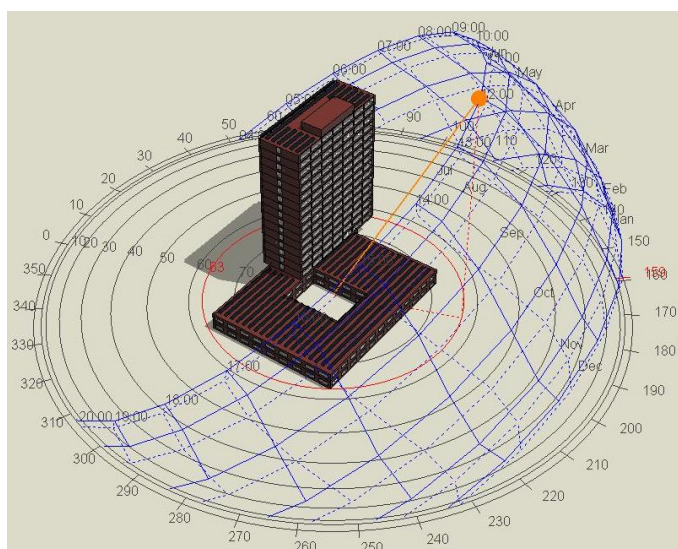


Рисунок 6.6 – 3D модель будівлі (12:00 21 червня 2019 року)

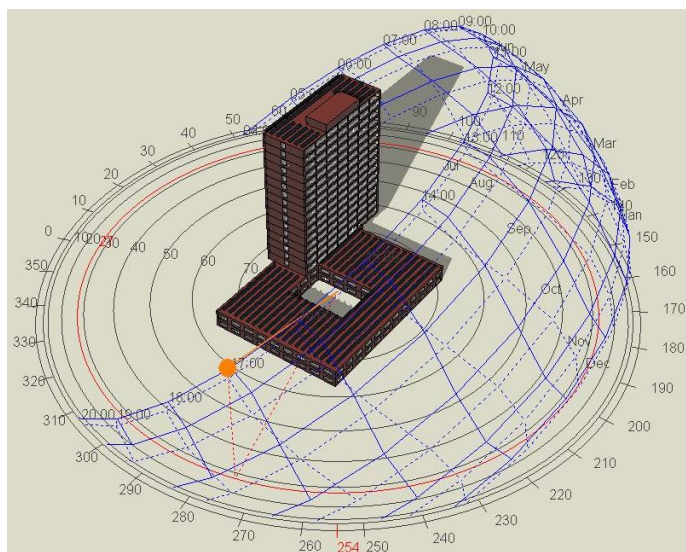


Рисунок 6.7 – 3D модель будівлі (17:00 21 червня 2019 року)

Для порівняння результатів моделювання для будівлі з використанням ВДЕ була побудована базова модель, що використовувала існуючі теплотехнічні властивості огорожувальних конструкцій будівлі та нормативні показники параметрів мікроклімату та повітрообміну. Схему системи опалення будівлі та результати енергетичного моделювання наведено на рис. 6.8 та 6.9 відповідно.

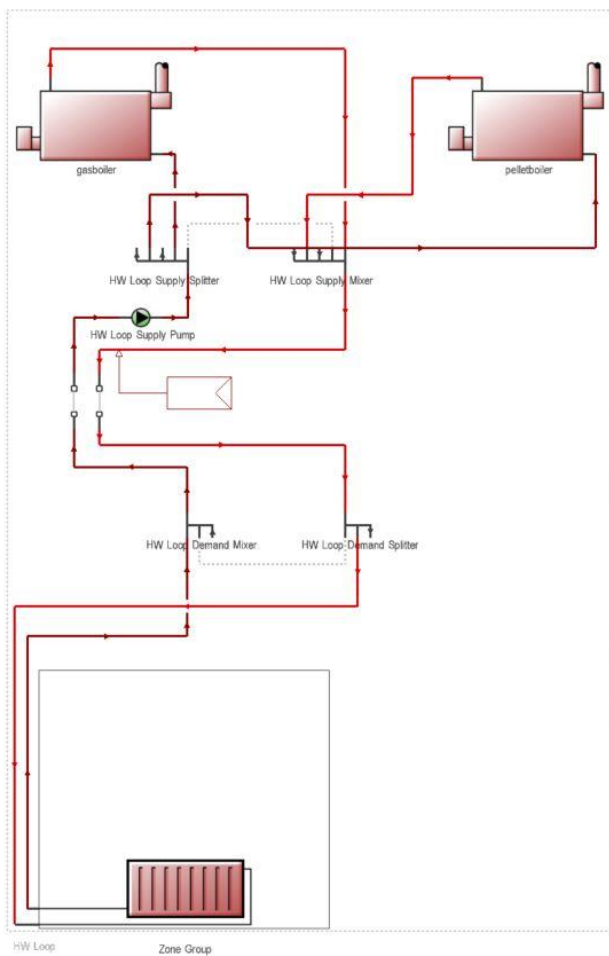


Рисунок 6.8 – Схема системи опалення

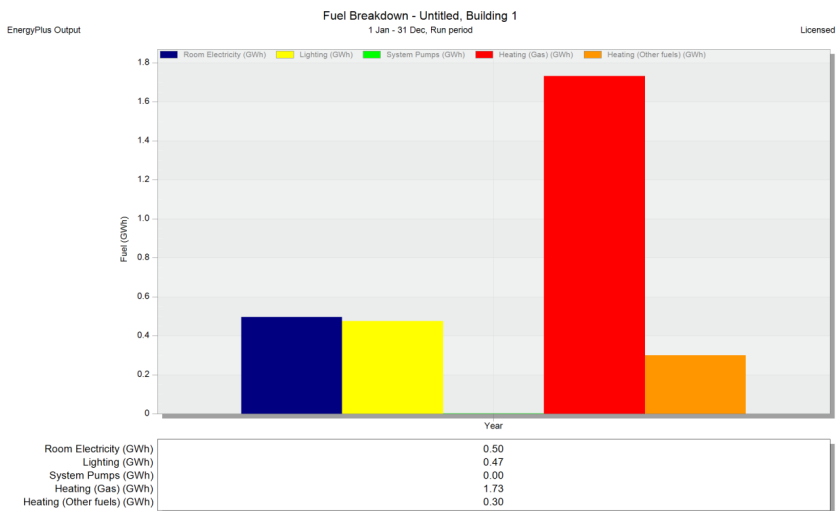


Рисунок 6.9 – Результати енергетичного моделювання для базового варіанту

В якості першого варіанту розглядалася будівля з сонячною мережевою електростанцією, що немає систем акумулювання електричної енергії. Результати моделювання даного варіанту наведено на рис. 6.10 та 6.11.

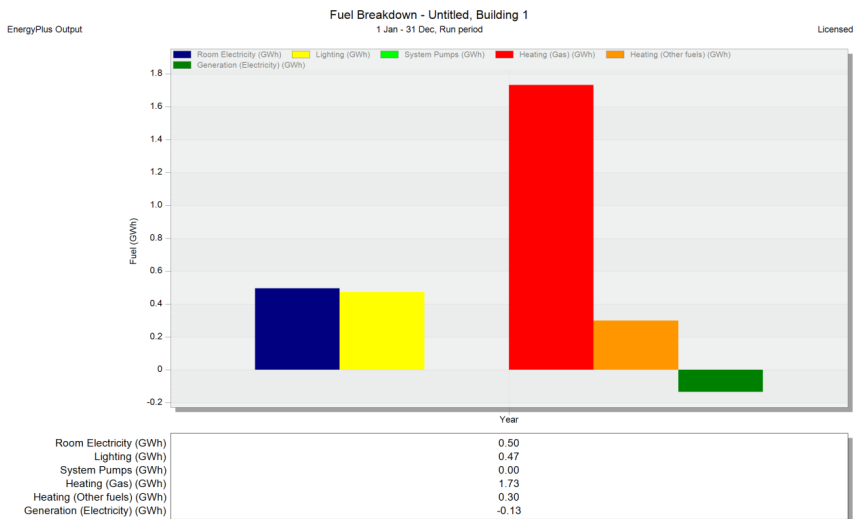


Рисунок 6.10 – Результати енергетичного моделювання для першого варіанту

Electric Loads Satisfied

	Electricity [kWh]	Percent Electricity [%]
Fuel-Fired Power Generation	0.000	0.00
High Temperature Geothermal*	0.000	0.00
Photovoltaic Power	139859.793	14.42
Wind Power	0.000	0.00
Power Conversion	-6992.99	-0.7
Net Decrease in On-Site Storage	0.000	0.00
Total On-Site Electric Sources	132866.803	13.70
Electricity Coming From Utility	867712.591	89.49
Surplus Electricity Going To Utility	30963.798	3.19
Net Electricity From Utility	836748.793	86.30
Total On-Site and Utility Electric Sources	969615.596	100.00
Total Electricity End Uses	969615.596	100.00

Рисунок 6.11 – Аналіз генерації електричної енергії

Аналіз рис. 6.10 та 6.11 показує, що близько 30 МВт·год буде віддаватися у мережу, в той час як решта (100 МВт·год) буде споживатися безпосередньо будівлею.

В якості другого варіанту розглядалося використання енергії від сонячних колекторів на потреби опалення з газовим котлом (існуючим) в якості резервного джерела. Схема системи тепlopостачання та результати моделювання даного варіанту наведені на рис. 6.12 та 6.13 відповідно.

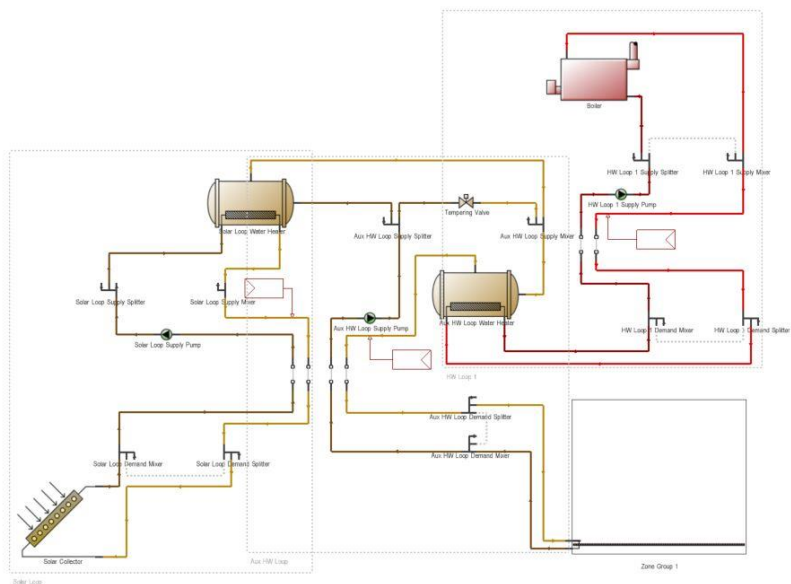


Рисунок 6.12 – Схема системи теплопостачання з сонячними колекторами

On-Site Thermal Sources

	Heat [kWh]	Percent Heat [%]
Water-Side Heat Recovery	0.00	0.00
Air to Air Heat Recovery for Cooling	0.00	0.00
Air to Air Heat Recovery for Heating	0.00	0.00
High-Temperature Geothermal*	0.00	0.00
Solar Water Thermal	9071.52	100.00
Solar Air Thermal	0.00	0.00
Total On-Site Thermal Sources	9071.52	100.00

Рисунок 6.13 – Аналіз генерації теплової енергії від колекторів

При використанні даної схеми споживання теплової енергії, що може бути заміщено від сонячних колекторів, складає лише близько 9,1 МВт·год. Тому було вирішено модернізувати цю систему та додати також в якості навантаження систему гарячого водопостачання (у даний час це навантаження забезпечується електричними бойлерами). Схема системи теплопостачання та результати моделювання даного варіанту наведено на рис. 6.14 та 6.15 відповідно.

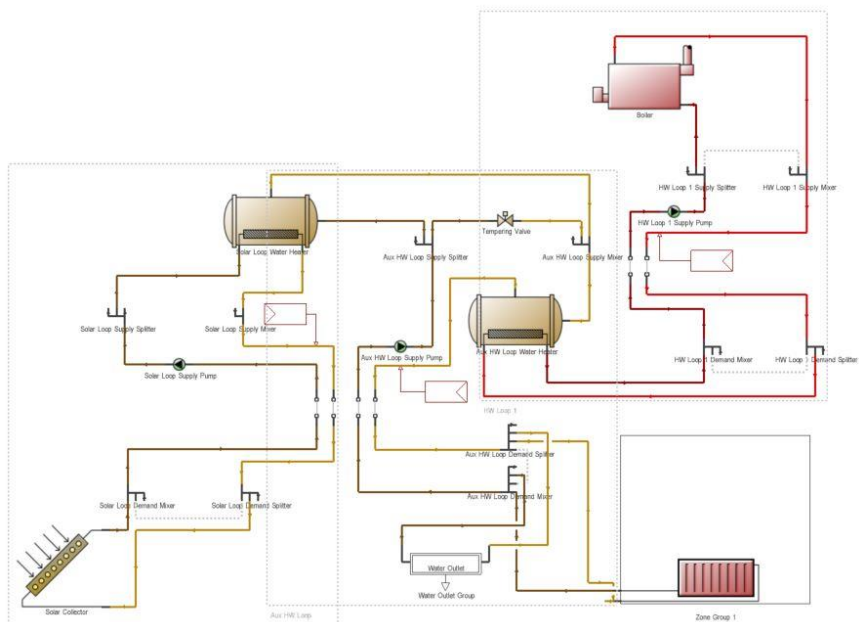


Рисунок 6.14 – Схема систем теплопостачання та гарячого водопостачання з сонячними колекторами

On-Site Thermal Sources

	Heat [kWh]	Percent Heat [%]
Water-Side Heat Recovery	0.00	0.00
Air to Air Heat Recovery for Cooling	0.00	0.00
Air to Air Heat Recovery for Heating	0.00	0.00
High-Temperature Geothermal*	0.00	0.00
Solar Water Thermal	54525.95	100.00
Solar Air Thermal	0.00	0.00
Total On-Site Thermal Sources	54525.95	100.00

Рисунок 6.15 – Аналіз генерації теплової енергії від колекторів

Використання такої схеми дає можливість більш повно використати потенціал сонячних колекторів і збільшити частку споживання теплової енергії, що може бути заміщено від сонячних колекторів, до 55 МВт·год.

В якості наступного варіанту розглядалася можливість використання електричного догріву води для усунення генерації енергії в електричну мережу та забезпечення немережевого використання енергії, що вироблена СЕС. Аналіз генерації та споживання електричної енергії при використанні

такого варіанту зображено на рис. 6.16. У зв'язку з тим, що пік виробництва електричної енергії від сонячних панелей співпадає з піком виробництва теплової енергії від сонячних колекторів, значного впливу на віддачу згенерованої електричної енергії в мережу, системи гарячого водопостачання немає.

Electric Loads Satisfied

	Electricity [kWh]	Percent Electricity [%]
Fuel-Fired Power Generation	0.000	0.00
High Temperature Geothermal*	0.000	0.00
Photovoltaic Power	139859.793	14.37
Wind Power	0.000	0.00
Power Conversion	-6992.99	-0.7
Net Decrease in On-Site Storage	0.000	0.00
Total On-Site Electric Sources	132866.803	13.65
Electricity Coming From Utility	871068.339	89.49
Surplus Electricity Going To Utility	30593.701	3.14
Net Electricity From Utility	840474.638	86.35
Total On-Site and Utility Electric Sources	973341.441	100.00
Total Electricity End Uses	973341.441	100.00

Рисунок 6.16 – Аналіз генерації електричної енергії

Аналіз результатів свідчить про доцільність використання мережевої СЕС без системи акумулювання електричної енергії та систем теплопостачання і гарячого водопостачання з сонячними колекторами та АТЕ. Використання такої комбінованої системи дасть змогу зменшити використання електричної енергії з мережі приблизно на 100 МВт·год в рік і віддавати в мережу близько 30 МВт·год на рік, а також заміщувати близько 55 МВт·год теплової енергії на потреби опалення та гарячого водопостачання.

Висновки до розділу 6

У результаті дослідження існуючого об'єкту теплогенерації виявлено, що об'єкт дослідження має потенціал, щодо підвищення рівня техніко-економічної ефективності шляхом будівництва додаткового ВДЕ та

визначається зниженням рівня витрат на виробництво теплової енергії на рівні 4,6 %.

З використанням програмного забезпечення проведено моделювання роботи СЕС на даху будівлі. Встановлена потужність СЕС 160 кВт, річне виробництво електричної енергії складає 237 123 кВт·год.

У результаті проведеного динамічного моделювання на об'єкті встановлено, що використання комбінованої системи дасть можливість зменшити споживання електричної енергії з мережі приблизно на 100 МВт·год в рік та віддавати в мережу близько 30 МВт·год на рік, а також замінювати близько 55 МВт·год теплової енергії на потреби опалення та гарячого водопостачання.

ВИСНОВКИ

Виконано комплексне вивчення та наукове обґрунтування можливостей використання концепції *EHs*, як об'єднання інтегрованих систем енергозабезпечення в умовах України, з метою отримання технічних рішень для розробки та створення моделей оптимального керування режимами їх роботи, що сприяє забезпеченню ефективного потокорозподілу енергії між джерелами та споживачами.

Систематизовано та викладено у вигляді класифікаційної схеми різних типів акумуляторів накопичення та зберігання енергії. На основі проведеної класифікації об'єктів накопичення та зберігання енергії, розглянуті основні характеристики накопичувачів різних типів: хімічні, електромагнітні, теплові, механічні та гідроакумуляуючі.

На основі об'єктивних припущень, розроблено модель системи комплексного енергозабезпечення споживачів, у вигляді *EH*, який забезпечує потребу у електричній та тепловій енергіях. Для представлених систем енергозабезпечення створено методологію оптимізації режимів їх роботи, враховуючи екологічні й економічні фактори на підставі мультикритеріального підходу. Розроблені моделі мультикритеріального планування й оптимізації режимів функціонування інтегрованих енергопостачальних систем дають змогу підвищити ефективність функціонування енергетичних вузлів із джерелами РГ.

Розроблена модель підтримки функціонування *EH* на основі біогазової установки й інших ВДЕ у поєднанні з системами акумуляування дає можливість, наприклад, при виробництві 352,5 м³/добу біогазу здобути його економію на рівні 25,4 тис.м³/рік, що за рахунок підвищення ефективності біогазової установки на 13,94 % надає можливість в умовах когенераційної системи знизити собівартість виробництва електроенергії та теплоти в межах 20–30 %.

Розроблено алгоритмічне та програмне забезпечення для вирішення задачі оптимального планування й оптимізації режимів роботи систем комплексного енергозабезпечення житлових і громадських будівель, а також промислових об'єктів невеликої потужності, яке має на меті задовольнити потребу споживачів у електричній і тепловій енергії із максимальною ефективністю. Алгоритми та програмне забезпечення можуть використовуватися в системах диспетчеризації комплексу установок РГ і НЕ для різних об'єктів господарської діяльності в умовах ринків енергоносіїв України.

У результаті проектування промислової СЕС проведено детальну оцінку доцільності впровадження *Energy Storage*.

За допомогою процедури розрахунку оптимальної ємності накопичувача для комплексу «відновлюване джерело-акумулятор», для кожного зі сценарію обрано НЕ оптимальної потужності, що дає можливість забезпечити оптимальні показники якості електроенергії в ОСР.

У результаті проведеного динамічного моделювання на будівлі ДП «Державтотрансдипроєкт» встановлено, що використання комбінованої системи дасть можливість зменшити споживання електричної енергії з мережі приблизно на 100 МВт·год в рік та віддавати в мережу близько 30 МВт·год на рік, а також замінювати близько 55 МВт·год теплової енергії на потреби опалення та гарячого водопостачання.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Geidl M. Integrated modeling and optimization of multi-carrier energy systems. *ETH Zurich: Power Systems Laboratory*. 2007.
2. Brahman F., Honarmand M., Jadid S. Optimal electrical and thermal Energy management of a residential energy hub, integrating demand response and energy storage system. *Energy and Buildings*. 2015. Vol. 90. Pp. 65–75.
3. Anders G., Vaccaro A. Innovations in power systems reliability. 361 of *Springer series in reliability engineering*. 2011. Vol. XVI.
4. Krause T., Andersson G., Fröhlich K., Vaccaro A. Multiple-Energy Carriers: Modeling of Production, Delivery, and Consumption. *Proceedings of the IEEE*. 2007. Vol. 99, no. 1. Pp. 15–27.
5. Geidl M., Andersson G. Optimal Coupling of Energy Infrastructures. *Power Tech IEEE Lausanne*. 2007. Pp. 1398–1403.
6. Hajimiragha A., Canizares C., Fowler M., Geidl M., Andersson G. Optimal Energy Flow of integrated energy systems with hydrogen economy considerations. *Bulk Power System Dynamics and Control-VII. Revitalizing Operational Reliability*. 2007. Pp. 1–11.
7. Mikielewicz D., Wajs J. and Mikielewicz J. Gas boiler as a heat source for a domestic microCHP. *Journal of Power Technologies*. 2014. Vol. 94. Pp. 317–322.
8. Carradore L. Distributed multi-generation and application of the energy hub concept in future networks. 43rd International *Universities Power Engineering Conference*. 2008. Pp. 1–5.
9. Schulze M., Friedrich L., Gautschi M. Modeling and optimization of renewables: applying the Energy Hub approach. *IEEE International Conference Sustainable Energy Technologies*. 2008. Pp. 83–88.

10. Evins R., Orehounig K., Dorer V., Carmeliet J. New formulations of the energy hub model to address operational constraints. *Energy*. 2014. Vol. 73. Pp. 387–398.
11. Carpentier J., Merlin A. Optimization methods in planning and operation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 1982. Vol. 4, no. 1. Pp. 11–18.
12. Kienzle F., Ahe, x030C, in P., Andersson G. Valuing Investments in Multi-Energy Conversion, Storage, and Demand-Side Management Systems Under Uncertainty. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 2011. Vol. 2, no. 2. Pp. 194–202.
13. Rastegar M., Fotuhi-Firuzabad M., Lehtonen M. Home load management in a residential energy hub. *Electric Power Systems Research*. 2015. Vol. 119. Pp. 322–328.
14. Iman Gerami M., Mohsen S., Elahe M. A Multi Slack Optimization Model for Scheduling Energy Hubs in Smart Gridsof. *Electrical Engineering, Iran Open Access Journal Journal of Power Technologies*. 2016.
15. Iman Gerami M., Mohsen S., Elahe M. A Multi Slack Optimization Model for Scheduling Energy Hubs in Smart Gridsof. *Electrical Engineering, Iran Open Access Journal Journal of Power Technologies*. 2016.
16. Frik R., Favre-Perrod P. Proposal for a multifunctional energy bus and its interlink with generation and consumption. *ETH Zurich, High Voltage Laboratory*. 2004.
17. Favre-Perrod P., Geidl M., Klockl B., Koeppel G. A vision of future energy networks. In Proc. of Inaugural IEEE PES Conference and Exposition in Africa. 2005.
18. Geidl M., Favre-Perrod P., B. Klockl B., Koeppel G. A greenfield approach for future power systems. In Proc. of Cigre General Session 41. Paris, France, 2006.

19. Chicco G., Mancarella P. A comprehensive approach to the characterization of trigeneration systems. In Proc. of 6th *World Energy System Conference*. Turin, Italy, 2006.
20. Geidl M., Koepfel G., Favre-Perrod P., Kloockl B., Andersson G., Frohlich K. Energy hubs for the future. *IEEE Power and Energy Magazine*. 2007. Vol. 5 (1). Pp. 24–30.
21. Koepfel G., Andersson G. The influence of combined power, gas, and thermal networks on the reliability of supply. In Proc. of 6th *World Energy System Conference*. Turin, Italy, 2006.
22. Grant P.M. The supercable: Dual delivery of chemical and electric power. *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*. 2005. Vol. 15 (2). Pp. 1810–1813.
23. Favre-Perrod P., Bitschi A. A concept for dual gaseous and electric energy transmission. In Proc. of *IEEE PES General Meeting*. Montreal, Canada, 2006.
24. Del Monaco J.L. The role of distributed generation in the critical electric power infrastructure. Proceedings of the *Power Engineering Society Winter Meeting IEEE*. 2001. Vol. 1. Pp. 144–145.
25. Optimal Allocation and Economic Analysis of Energy Storage System in Microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2011. Vol. 26. № 10.
26. Левенберг В.Д., Ткач М.Р., Гольстрем В.А. Аккумулирование тепла. Київ: Тэхника, 1991. 111 с.
27. Дихтиевский О.В., Юревич И.Ф., Мартыненко О.Г. Тепловые аккумуляторы. Минск: ИТМО, 1989. 54 с.
28. Du, E., Zhang, N., Hodge, B.-M., Wang, Q., Lu, Z., Kang, C., Xia, Q. (2018). Operation of a High Renewable Penetrated Power System with CSP plants: A Look-ahead Stochastic Unit Commitment Model. In *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018. Doi:10.1109/tpwrs.2018.2866486.
29. Hui, G., Tiejun, L., Xin, S., Hong, Y., John, M.C. (2016). Energy-Efficient Resource Allocation for Massive MIMO Amplify-and-Forward Relay

Systems. In [16th International Conference on the European Energy Market](#), 2016 (pp. 2771–2787). Doi: 10.1109/ACCESS.2016.2570805.

30. Veremiichuk, Y., Zamulko, A., Zaichenko, S., Mahnitko, A., Berzina, K., Zicmane, I. (2018). Analysis of Electric Energy Supply Security Attached to Renewable Energy Sources Implementation. In X International Conference on Electrical and Power Engineering, 18–19 October 2018. Iași, Romania.

31. Wang, Z., Luo, D., Li, R., Zhang, L., Liu, C., Tian, X., He, J. (2017). Research on the active power coordination control system for wind/photovoltaic/energy storage. In IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration, 2017. Doi:10.1109/ei2.2017.8245403.

32. Wang, X., Liu, Y. (2017). Analysis of Energy Storage Technology and Their Application for Micro Grid. In International Conference on Computer Technology, Electronics and Communication, 2017. Doi:10.1109/icctec.2017.00215.

33. Berry, I., Heinzmann, J. (2016). Economics of energy storage for dispatchable solar. In IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2016. Doi:10.1109/pesgm.2016.7741165.

34. Yakymenko, Y.I., Sokol, Y.I., Zhuikov, V.I., Peterheria, Y.S., Ivanin, O.L. (2001). *Renewable energy at local sites*. Ukraine: Kyiv: Polytechnics.

35. Kleinberg, M., Mirhosseini, N.S., Farzan, F., Hansell, J., Abrams, A., Katzenstein, W., Jafari, M.A. (2014). Energy Storage Valuation Under Different Storage Forms and Functions in Transmission and Distribution Applications. *Proceedings of the IEEE*, 102(7), 1073–1083. Doi:10.1109/jproc.2014.2324995.

36. Zaharov, A.M. (2014). Reduction of voltage deviations at places of connection of powerful solar power plants to power grids. *Tekhnichna elektrodynamika*, 5, 44–46.

37. Hao, C., Yanbing, J., Jin, Z., Yanfang, Z., Gang, L., Dong, X. (2019). Energy Storage Frequency Regulation Energy Management Strategy Based on K-

Means Analysis. In IEEE 3rd International Conference on Green Energy and Applications, 2019. Doi:10.1109/icgea.2019.8880782.

38. Jing, Li.J., Wei, W., Xiang, J.A. (2012). Simple Sizing Algorithm for Stand-Alone PV/Wind/Battery Hybrid Microgrids. *Energies*, 5, 5307–5323.

39. Ponnambalam, K., Saad, Y.E., Mahootchi, M., Heemink, A.W. (2010). Comparison of methods for battery capacity design in renewable energy systems for constant demand and uncertain supply. In 7th International Conference on the European Energy Market, 2010. Doi:10.1109/eem.2010.5558745.

40. Veremiichuk, Y., Prytskach, I., Yarmoliuk, O., Opryshko, V. (2019). Energy sources selection for industrial enterprise combined power supply system. In IEEE 6th International conference on Energy Smart Systems, 17–19 April 2019 (pp. 283–288). Ukraine, Kyiv.

41. Veremiichuk, Y. Berzina, K., Zicmane, I., Mahnitko, A., Patel, D.K. (2019). Optimal power flow in power system in Latvian market conditions. *International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management*, 19 (4.1), 369–375.

42. Root, C., Presume, H., Proudfoot, D., Willis, L., Masiello, R. (2017). Using battery energy storage to reduce renewable resource curtailment. In IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference, 2017. Doi:10.1109/isgt.2017.8085955.

43. Хіменко Динамічний електротепловий акумулятор: пат. 122422 Україна: МПК (2017.01) F24H7/02, F24D15/02, F28D20/00. № 201706450; заявл. 23.06.17; опубл. 10.01.18, Бюл. № 1. 4 с.

44. Дабіжа Н.О., Корінчевська Т.В. Акумуляування теплової енергії з використанням термохімічних реакцій та сорбційних процесів. *Промышленная теплотехника*. 2009. Т. 31. № 7. С. 60–62.

45. Parisio A., Vecchio C., Vaccaro A. A robust optimization approach to energy hub management. *Electrical Power and Energy Systems*. 2012. Vol. 42. Pp. 98–104.

46. Veremiichuk Y., Prytyskach I., Yarmoliuk O., Opryshko V. Energy Hub Function Optimization Models During Ukrainian Energy Resources Market Liberalization. *Scientific Journal of Riga Technical University, Power and Electrical Engineering*. 2017. Vol. 34. Pp. 49–52.

47. Veremiichuk Y., Berzina K., Zicmane I., Mahnitko A., Patel D.K. Optimal power flow in power system in Latvian market conditions. International Multidisciplinary Scientific GeoConference *Surveying Geology and Mining Ecology Management SGEM2019*. 2019. Vol. 19, is. 4.1. Pp. 369–375.

48. Zamulko A., Veremiichuk Y., Nakhodov V., Mahnitko A., Berzina K. Research of Electrical Power Consumers Reaction in Power Consumption Management System. Proc. 9th International scientific symposium *Elektroenergetika*. Slovakia, Stará Lesná, 12–14 September 2017. Pp. 215–218.

49. Veremiichuk Y., Prytyskach I., Yarmoliuk O., Varfolomejeva R. Analysis of the results of optimal energy consumption planning for residential complex energy hub. Proc. 58th International Scientific Conference of Riga Technical University on *Power and Electrical Engineering RTUON2017*. Latvia, Riga, 12–14 October 2017. Pp. 1–6.

50. Veremiichuk Y., Zamulko A., Varfolomejeva R., Sokolov N. Electricity consumption irregularity as a criterion for electric energy consumer's group formation Proc. 58th International Scientific Conference of *Riga Technical University on Power and Electrical Engineering RTUON2017*. Latvia, Riga, 12–14 October 2017. Pp. 1–5.

51. Veremiichuk Y., Yarmoliuk O., Prytyskach I., Opryshko V., Mahnitko A., Lomane T., Berzina K. Energy hub functioning model considering perspectives for development of bioenergy in Ukraine. Proc. IEEE 18th International Conference on *Environment and Electrical Engineering* and 2nd *Industrial and Commercial Power Systems Europe*. Italy, Palermo, 12–15 June 2018.

52. Veremiichuk Y., Zamulko A., Zaichenko S., Mahnitko A., Berzina K., Zicmane I. Analysis of Electric Energy Supply Security Attached to

Renewable Energy Sources Implementation. Proc. X International Conference on *Electrical and Power Engineering EPE2018*. Romania, Iași. 18–19 October 2018. Pp. 977–981.

53. Veremiichuk Y., Prytyskach I., Yarmoliuk O., Opryshko V., Mahnitko A., Berzina K., Zicmane I. Modeling energy hub operating modes with demand side management usage. Proc. X International Conference on *Electrical and Power Engineering EPE2018*. Romania, Iași. 18–19 October 2018. Pp. 972–976.

54. Veremiichuk Y., Prytyskach I., Yarmoliuk O., Opryshko V. Energy sources selection for industrial enterprise combined power supply system. Proc. IEEE 6th International conference on *Energy Smart Systems ESS2019*. Ukraine, Kyiv, 17–19 April 2019. No. 8764188. Pp. 283–288.

55. Basok B., Lysenko O., Veremiichuk Y., Rybina O., Davydenko B., Belyaeva T. Experimental research of administrative buildings electricity consumption. Proc. IEEE 6th International conference on *Energy Smart Systems ESS2019*. Ukraine, Kyiv, 17–19 April 2019. No. 8764236. Pp. 324–327.

56. Papkov B., Mahnitko A., Zicmane I., Berzina K., Lomane T., Veremiichuk Y. System approach to management of electrical consumption in intelligent electrical networks. Proc. 19th International conference on *Environment and Electrical Engineering* and 3rd *Industrial and commercial Power System*. EU, Genoa, 11–14 June 2019. No. 8783911.

57. Veremiichuk Y., Zicmane I., Berzina K., Zamulko A. The use of electromobility to align daily electrical load schedule of power system. Proc. 10th International Scientific Symposium on *Electrical Power Engineering ELEKTROENERGETIKA2019*. Slovakia, Stara Lesna, 16–18 September 2019. Pp. 458–461.

58. Deshko V.I., Zamulko A.I., Karpenko D.S., Mahnitko A., Linkevics O. Evaluation of the district heating market efficiency as the function of its size and number of competing suppliers. Proc. IEEE 59th Annual

International Scientific Conference on *Power and Electrical Engineering of Riga Technical University* RTU-CON2018. Latvia, Riga, October 2018. No. 8659907.

59. Veremiichuk Y., Deshko V., Karpenko D., Mahnitko A. Scenario analysis for increasing efficiency level of the autonomous generation object in central heat supply. Proc. IEEE 60th International Scientific Conference on *Power and Electrical Engineering of Riga Technical University* RTU-CON2019. Latvia, Riga, 07–09 October 2019.

60. Deshko V., Karpenko D. Functional Structure of the Local Thermal Energy Market in District Heating. Proc. IEEE 6th International Conference on *Energy Smart Systems* ESS 2019. 2019. No. 8764211. Pp. 343–346.

61. Лисенко О.М., Веремійчук Ю.А., Басок Б.І. Оцінка потенціалу кінцевого енергоспоживання теплової та електричної енергії населенням. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2017. № 2. С. 68–75.

62. Замулко А.І., Веремійчук Ю.А. Організація обмеження споживачів на роздрібному ринку електричної енергії: правові питання. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2018. № 1. С. 23–33.

63. Дерев'янко Д.Г., Ярмолюк О.С., Беспалов О.А. Особливості режимів функціонування інтегрованих систем енергозабезпечення споживачів. *Проблеми енергоресурсозбереження в електротехнічних системах. Наука, освіта і практика*. 2018. № 5. С. 48–51

64. Притискач І.В., Оникійчук В.О. Аналіз та оптимізація режимів роботи інтегрованих систем комплексного енергозабезпечення споживачів із урахуванням економічних та екологічних факторів. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2018. № 1. С. 33–40.

65. Попов В.А., Ярмолюк О.С., Ткаченко Ф.В., Яценко Д.В. Особенности многокритериальной оценки альтернативных вариантов применения распределенной генерации в условиях учета неопределенности исходной информации. *Електронне моделювання*. 2018. Том 40, № 2. С. 105–118.

66. Лисенко О.М., Андрейчук С.В., Приємченко В.П., Басок Б.І. Експериментальні дослідження індивідуального теплового пункту з електричними котлами. *Енергоефективність в будівництві та архітектурі*. 2018. № 10. С. 29–35.

67. Карпенко Д.С., Дешко В.І. Техніко-економічний аналіз створення ринку теплової енергії в Україні. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2018. № 2. С. 26–37.

68. Карпенко Д.С., Дешко В.І., Замулко А.І., Аналіз принципів формування локальних ринків теплової енергії в системах централізованого теплопостачання. *Проблеми загальної енергетики*. 2018. № 4 (55). С. 51–58.

69. Опришко В.П. Механізми реалізації програм керування попиту на електричну енергію у світовій практиці. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2018. № 3. С. 44–51.

70. Veremiichuk Y., Prytyskach I., Yarmoliuk O. The functioning model of integrated energy supply system with co-generation units operation, taking into account prospects of bioenergy development in Ukraine. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2019. № 1. С. 29–40.

71. Веремійчук Ю.А., Замулко А.І., Норець М.О. Формування підходів оцінювання впливу ВЕС і СЕС на побудову балансів потужності Об'єднаної енергетичної системи України 2018, 2020 рр. Авторське право на твір № 87743, 15.04.2019.

72. Веремійчук Ю.А., Притискач І.В., Ярмолюк О.С., Опришко В.П. Модель функціонування енергетичних хабів в умовах реформування енергетичної галузі. Авторське право на твір № 87126, 22.03.2019.

73. Веремійчук Ю.А., Дерев'янко Д.Г. Моделі оптимального функціонування локальних електропостачальних систем з використанням методів лінійного програмування». Авторське право на твір № 89352, 05.06.2019.

74. Веремійчук Ю.А., Притискач І.В., Ярмолюк О.С., Опришко В.П. Розрахунок оптимальних значень потужності, яка надходить до

інтегрованих систем забезпечення споживачів та яка генерується нетрадиційними та відновлюваними джерелами енергії. Авторське право на твір № 90144, 24.06.2019.

75. Веремійчук Ю.А., Притискач І.В., Ярмолюк О.С., Опришко В.П. Мультикритеріальна оптимізація режимів роботи інтегрованих систем комплексного енергозабезпечення споживачів. Авторське право на твір № 90145, 24.06.2019.

76. Сукальська Л.А. Оцінювання вихідної потужності джерел розосередженої генерації з урахуванням обмеженості початкових даних: магістерська дис.: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Київ, 2018. 175 с.

77. Оникійчук В.О. Мультикритеріальне планування та оптимізація режимів функціонування інтегрованих енергопостачальних систем: магістерська дис.: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Київ, 2018. 155 с.

78. Семигран Р.В. Комплексна оцінка режимів споживання електричної енергії в розподільних електричних мережах: магістерська дис.: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Київ, 2018. 135 с.

79. Норець М.О. Оцінювання впливу відновлюваних джерел енергії на формування балансів електричної енергії: магістерська дис.: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Київ, 2018. 134 с.

80. Мешков В.Є. Система комбінованого енергозабезпечення підприємства харчової промисловості: магістерська дис.: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Київ, 2018. 123 с.

81. Сергєєв М.Ф. Оцінювання впливу відновлювальних джерел енергії на формування вартісних показників електричної енергії на

оптовому ринку: магістерська дис.: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Київ, 2018. 111 с.

82. Пустовий А.М. Оптимізація структури установок фотоелектричних станцій з метою забезпечення нормативних показників якості електричної енергії: магістерська дис.: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Київ, 2019. 78 с.

83. Бабіч О.Ю. Підвищення ефективності енергозабезпечення локального об'єкта з використанням відновлюваних джерел енергії: магістерська дис.: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Київ, 2019. 96 с.

84. Котлобай Ю.М. Керування режимами генерування з використанням маневрених систем для балансування сонячних електростанцій: магістерська дис.: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Київ, 2019. 72 с.

85. Кравченко Н.В. Индивидуальные солнечные станции. Москва: Энергоатомиздат, 1991. С. 170–172.

Веремійчук Юрій Андрійович

Опришко Віталій Павлович

Притискач Іван Васильович

Ярмолюк Олена Сергіївна

ОПТИМІЗАЦІЯ ФУНКЦІОНУВАННЯ ІНТЕГРОВАНИХ СИСТЕМ ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПОЖИВАЧІВ

Монографія

Комп'ютерне верстання Ю.А. Веремійчук, О.С. Ярмолюк

Видавничий дім «КИЙ»

Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи до Реєстру
видавців, виготовників, розповсюджувачів видавничої продукції
серія ДК №4646 від 01.11.2013

Підписано до друку 27.07.2020.

Формат 60×84/16. Гарнітура Times New Roman.

Умов. друк. лист. 10,81.

Тираж 50 прим. Зам. № 27/07-19

Надруковано ФОП Ланковська Г. Г.

тел.: +38 (044) 568-02-98, e-mail: office@enterprint.com.ua

www.enterprint.com.ua

Свідоцтво №20670000000177341 від 13.11.2019